

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA**



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL – ELECTRICIDAD

**Diseño de una instalación fotovoltaica de 200 kW en
un edificio**

AUTOR: Alberto Vegas Portero

TUTORA: Consuelo Gómez Pulido

Leganés, Noviembre de 2009



INDICE

1. OBJETIVO	6
2. INTRODUCCIÓN	7
2.1 Desarrollo sostenible y energías renovables	8
2.2 Energía solar fotovoltaica dentro del marco actual de las renovables	8
2.3 Terminología	8
2.4 La energía solar fotovoltaica	10
2.4.1 Futuro de la energía solar fotovoltaica	11
2.4.2 Situación de la energía solar fotovoltaica en España, Europa y resto del mundo	11
2.4.3 Elementos de un sistema fotovoltaico	13
2.4.4 Funcionamiento	14
2.4.5 Tipologías de instalaciones solares fotovoltaicas	15
2.4.5.1 Instalaciones aisladas	15
2.4.5.2 Instalaciones solares conectadas a red	15
2.5 Tipos de células solares	17
2.6 Tipos de paneles solares fotovoltaicos:	17
2.7 Ventajas e inconvenientes de la Energía Solar Fotovoltaica	17
2.8 De las placas tradicionales a la integración arquitectónica	18
2.9 Integración arquitectónica de la energía solar fotovoltaica	19
2.9.1 Integración en cubiertas de edificios	19
2.9.2 Integración en fachadas o elementos de fachada	20
2.9.3 Varias aplicaciones	22
2.10 Nuevas tecnologías relacionadas con la energía solar fotovoltaica	24
2.10.1 Paneles solares con forma de tejas	24
2.10.2 Paneles transparentes	25
2.10.3 Paneles solares cilíndricos	25
2.10.4 Persianas que captan energía e iluminan de noche	26
2.10.5 Ventanas solares	27
2.10.6 Nuevas células solares con forma esférica	27
2.10.7 Paneles fotovoltaicos orgánicos y CIGS	28
2.10.8 Fachadas solares	29
2.11 Descripción de los componentes	30
2.11.1 Célula fotoeléctrica	30
2.11.1.1 Células monocristalinas de silicio	30
2.11.1.2 Células policristalinas	31
2.11.1.3 Células amorfas	31
2.11.2 Módulos solares	31
2.11.3 Generador fotovoltaico	32
2.11.4 Inversores	33
2.11.5 Contadores	34



2.11.6 Armario general de protección y medida	35
2.11.7 Cableado y elementos de conexión	35
2.11.7.1 Conducción de los ramales.....	36
2.11.7.2 Conducción principal de corriente continua.....	36
2.11.7.3 Conducción de corriente alterna.....	36
2.12 Normativa y Reglamentación	37
3. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	41
3.1 Objeto del proyecto	41
3.2 Situación y emplazamiento de la actividad	41
3.3 Terrenos y edificaciones	41
3.4 Proceso de la actividad	41
3.4.1. Contaminación generada y seguridad industrial.....	41
3.4.2 Descripción del proceso de fabricación.....	42
3.4.3 Línea de proceso.....	42
3.4.3.1 Maquinaria e instalaciones	43
3.5 Potencia total a instalar.....	43
3.6 Inversores	43
3.7 Personal	43
3.8 Productos utilizados y materias primas.....	44
3.10 Seguridad de las máquinas instaladas.....	44
3.10.1 Máquinas nuevas	44
3.10.2 Condiciones de instalación de las máquinas.....	45
3.11 Tramitación de los permisos	45
3.11.1 Solicitud de punto de conexión a red.....	45
3.11.2 Autorización administrativa	45
3.11.3 Licencia de obra.....	46
3.11.4 Inscripción previa en el Registro de Productores en Régimen Especial	46
3.11.5 Contrato de venta de energía en régimen especial	47
3.11.6 Autorización de puesta en servicio	47
3.11.7 Trámites de puesta en marcha	48
3.11.7.1 Conexión a la red	48
3.11.7.2. Verificación de equipos de medida.....	48
3.11.7.3. Emisión de certificado de cumplimiento	48
3.11.8 Inscripción definitiva en el Registro de Productores en Régimen Especial	48
4. MEMORIA TECNICA.....	50
4.1 Diseño	50
4.1.1 Cubierta utilizada.....	50
4.1.2 Dimensionado del Inversor y del Generador fotovoltaico.....	50
4.1.3 Análisis previos para la selección del inversor.....	51
4.1.4 Elementos principales de la instalación.....	52
4.1.4.1 Módulo fotovoltaico.....	52
4.1.4.2 Inversor.....	53



4.1.5 Protecciones.....	53
4.1.5.1 Protección ante contacto directo.....	53
4.1.5.2 Protección ante contacto indirecto.....	54
4.1.5.3 Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos.....	54
4.1.5.4 Equipo de vigilancia de la instalación.....	56
4.1.5.5 Otras protecciones.....	56
4.1.6 Toma de tierra de la instalación.....	57
4.1.7 Dimensionado de la estructura soporte.....	58
4.2 Simulación del sistema fotovoltaico (PVSYST).....	60
4.3 Estimación de pérdidas y ratio de producción.....	67
4.3.1 Orientación de los módulos fotovoltaicos.....	68
4.3.2 Pérdidas por sombreado.....	68
4.3.3 Ratio de producción.....	68
4.3.3.1 Pérdidas por temperatura.....	69
4.3.3.2 Pérdidas en el cableado.....	69
4.3.3.3 Pérdidas por suciedad de los paneles.....	69
4.3.3.4 Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia....	70
4.3.3.5 Rendimiento del inversor y consumo nocturno (en espera).....	70
4.3.3.6 Autoconsumos.....	70
4.4 Cálculos.....	70
4.4.1 Dimensionado del subgenerador fotovoltaico.....	70
4.4.1.1 Número máximo de módulos por ramal.....	70
4.4.1.2 Número mínimo de módulos por ramal.....	72
4.4.1.3 Número de ramales en paralelo.....	72
4.4.1.4 Cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los paneles solares.....	74
4.4.1.5 Cálculo de la distancia entre filas.....	74
4.4.2. Dimensionado de los conductores.....	75
4.4.2.1 Dimensionado del cableado de los ramales.....	76
4.4.2.2 Dimensionado del cable principal de corriente continua.....	78
4.4.2.3 Dimensionado del cableado de corriente alterna.....	82
4.4.3 Dimensionado de las protecciones.....	85
4.4.3.1 Protecciones de corriente continua.....	85
4.4.3.2 Protecciones de corriente alterna.....	86
5. MEMORIA ECONÓMICA.....	88
5.1 Análisis de la variabilidad económica.....	88
5.1.1 Introducción.....	88
5.1.2 Datos iniciales.....	88
5.1.3 Procedimientos empleados.....	89
5.1.3.1 Cuenta de Resultados.....	89
5.1.3.2 Flujo de caja (Cash-Flow).....	90
5.1.3.3 Periodo de Recuperación (PR).....	90
5.1.3.4 Valor Actual Neto (VAN).....	90
5.1.3.5 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	91
5.2 Cálculos financieros.....	91
6. CONCLUSIÓN.....	97
7. BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS.....	99



8. ANEXOS.....	100
8.1 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	101
8.2 PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS PARA INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED	113
8.3 CATÁLOGOS.....	145
8.3.1 CATÁLOGO DE LOS MODULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	146
8.3.2 CATÁLOGO DE LOS INVERSORES.....	147
8.3.3 CATÁLOGO DE LA ESTRUCTURA SOPORTE.....	148
8.4 PLANOS.....	149



1. OBJETIVO

El objetivo del presente proyecto es realizar el diseño de una central fotovoltaica de generación eléctrica de 200 kW conectada a la red de baja tensión situada sobre la cubierta de una nave industrial, así como de realizar los cálculos pertinentes para la realización del mismo teniendo en cuenta las diferentes normativas y definiendo la tipología de la instalación más adecuada y las características técnicas de la misma.

Además se incluirá un análisis económico de la central donde estudiaremos la rentabilidad de la misma.

La central estará implantada sobre la cubierta de una nave industrial ubicada en el Polígono Industrial de “La Estrella”, en la localidad murciana de Molina de Segura. Suponemos que dicha nave pertenece a una empresa murciana cuya dedicación es la de fabricar y comercializar el azúcar. Pese a que el emplazamiento es real, desconocemos exactamente los fines que se desempeñan en el interior de la nave industrial. Para la realización de este proyecto idealizaremos algunos detalles del entorno con el fin de simplificar el estudio como ya veremos más adelante.

La instalación dispondrá de un generador independiente de 200kW, situado en la vertiente sur de la cubierta.

El generador dispondrá de 8 subgrupos de paneles fotovoltaicos, conectados a 8 inversores de 25kW de potencia nominal. Para esta instalación utilizaremos módulos solares policristalinos de 165W. Se instalarán un total de 1224 módulos en toda la instalación.

Debemos mencionar que la instalación de puesta a tierra se encargará de ella la distribuidora eléctrica de la zona, así como la conexión final a red.

Para los cálculos energéticos utilizaremos el programa informático PVSYST en su versión 5.0, cuya misión principal es calcular la producción de kW-h producidos por la instalación.

Además, dicho proyecto consta de un apartado de introducción a la energía solar fotovoltaica, donde detallaremos la evolución que ha sufrido la misma, tanto en España, como en Europa y el resto del mundo, y se mostrarán ejemplos de integración arquitectónica sufrida por la energía solar fotovoltaica en edificios.



2. INTRODUCCIÓN

La energía es "la medida de la capacidad de un sistema para proporcionar trabajo por medios mecánicos o calor por medios no mecánicos"

El Sol, con una potencia media de $3,7 \cdot 10^{14}$ TW, de la que llega a la superficie 173.000 TW (o lo que es lo mismo, $900 \text{ W} / \text{m}^2$) constituye sin duda alguna una fuente de energía formidable. Tiene un papel fundamental entre las diferentes energías renovables conocidas hoy en día, como lo demuestra la siguiente tabla:

Y teniendo en cuenta el creciente aumento del consumo de energía en el mundo, se puede prever que esta energía es una energía de futuro:

Energía	Recurso (en tep por año)
Hidráulica	$1.7 \cdot 10^9$
Solar	$9.8 \cdot 10^{13}$
Eólica	$1.4 \cdot 10^{10}$
Biomasa	$2.8 \cdot 10^9$
Geotérmica	$2.3 \cdot 10^{16}$
Maremotriz	$1.9 \cdot 10^9$
Maremotérmica	$2.8 \cdot 10^{13}$
Olas	$1.7 \cdot 10^9$

La energía solar es una energía garantizada para los próximos 6.000 millones de años. El Sol ha brillado en el cielo desde hace unos cinco mil millones de años, y se calcula que todavía no ha llegado a la mitad de su existencia. Es fuente de vida y origen de las demás formas de energía que el hombre ha utilizado desde los albores de la Historia, y puede satisfacer todas nuestras necesidades si aprendemos cómo aprovechar de forma racional la luz que continuamente derrama sobre el planeta. Es una fuente de energía inagotable, por su magnitud y porque su fin será el fin de la vida en la Tierra.

Durante el presente año, el Sol arrojará sobre la Tierra cuatro mil veces más energía que la que vamos a consumir. No sería racional no intentar aprovechar, por todos los medios técnicamente posibles, esta fuente energética gratuita, limpia e inagotable, que puede liberarnos definitivamente de la dependencia del petróleo o de otras alternativas poco seguras o, simplemente, contaminantes.

Es preciso señalar que existen algunos problemas que debemos afrontar y superar. Aparte de las dificultades que una política energética solar avanzada conllevaría por sí misma, hay que tener en cuenta que esta energía está sometida a continuas variaciones más o menos bruscas. Así, por ejemplo, la radiación solar es menor en invierno, precisamente cuando más la necesitamos.

Es de vital importancia proseguir con el desarrollo de la incipiente tecnología de captación, acumulación y distribución de la energía solar, para conseguir las condiciones que la hagan definitivamente competitiva, a escala planetaria.



2.1 Desarrollo sostenible y energías renovables

El concepto de desarrollo sostenible forma parte de números discursos políticos y está abierto a diversas interpretaciones, aunque transmite 2 ideas básicas: la necesidad de utilizar los recursos naturales que dispone el planeta de manera racional, teniendo en cuenta que algunos de ellos son recursos limitados, y por otra, el impacto que tiene el ser humano en el medioambiente.

Estas consideraciones tienen un papel importante en el plano energético, ya que aproximadamente el 80% de la energía demandada a nivel mundial proviene de combustibles fósiles, tales como el petróleo, gas natural, carbón..., siendo fuentes de disponibilidad limitada y altamente contaminantes en su mayoría.

Como consecuencia de esta situación, cabe destacar los acuerdos alcanzados en el protocolo de Kyoto, vigente desde Febrero de 2005, en el que los países firmantes (todos los industrializados a excepción de EE.UU, Austria, Mónaco y Liechtenstein) se comprometen a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 5,2% de media respecto a los niveles de 1990, en el periodo entre 2008 y 2012.

Los compromisos adoptados en Kyoto, junto con un intento de reducir la dependencia energética del exterior, han propiciado el auge de las denominadas energías renovables, fuentes de energía capaces de auto regenerarse y virtualmente inagotables, de entre las que cabe destacar la biomasa, solar, eólica, hidráulica, mareomotriz y geotérmica.

2.2 Energía solar fotovoltaica dentro del marco actual de las renovables

La producción de energía eléctrica aplicando técnicas fotovoltaicas presenta grandes ventajas energéticas, medioambientales, industriales, sin embargo, en España ese sistema de generación de energía se ha producido de manera lenta, fundamentalmente por barreras de carácter económico.

Pese a todo, existen numerosos factores que hacen de esta tecnología un sistema de producción de energía muy atractivo para nuestro país: existencia de recursos solares abundantes, tecnología y capacidad de fabricación punteras a nivel internacional, perspectivas favorables de evolución a nivel tecnológico y económico, y un marco regulatorio establecido en R.D 436/2004 muy favorable, que establece un atractivo sistema de primas para la producción de energía eléctrica en régimen especial.

2.3 Terminología

Básicamente, recogiendo de forma adecuada la radiación solar, podemos obtener calor y electricidad.

El calor se logra mediante los colectores térmicos, y la electricidad, a través de los llamados módulos fotovoltaicos. Ambos procesos nada tienen que ver entre sí, ni en cuanto a su tecnología ni en su aplicación. Hoy en día empieza a cobrar importancia la denominada energía solar termoelectrica, de la que obtenemos electricidad a través del calor producido por la radiación solar y por un ciclo termodinámico.

La radiación solar se valora en varias unidades físicas concretas:

- **Irradiancia:** Es la potencia de la radiación solar por unidad de superficie, su unidad es $[\text{W}/\text{m}^2]$
- **Irrradiación:** Energía que incide por unidad de superficie en un tiempo. $\text{Irradiación} = \text{Irradiancia} \cdot \text{tiempo}$; por lo tanto sus unidades serán $[\text{J}/\text{m}^2]$ ó $[\text{kW}\cdot\text{h}]$ donde $1\text{kW}\cdot\text{h}$ equivale a 3.6 MJ.
- **Irradiancia espectral:** Es la potencia radiante por unidad de área y de longitud de onda $[\text{W}/(\text{m}^2\cdot\mu\text{m})]$
- **Irradiancia directa:** Es la radiación que llega a un determinado lugar procedente del disco solar, su unidad de medida es $[\text{W}/\text{m}^2]$.
- **Irradiancia difusa:** Es la radiación procedente de toda bóveda celeste excepto la procedente del disco solar y cuya unidad de media es $[\text{W}/\text{m}^2]$.
- **Irradiancia reflejada:** Es la radiación reflejada por el suelo (albedo), se mide en $[\text{W}/\text{m}^2]$.
- **Irradiancia global:** Se puede entender que es la suma de la irradiancia directa, difusa y reflejada. Es el total de la radiación que llega a un lugar en $[\text{W}/\text{m}^2]$.
- **Irradiancia circumsolar:** Es la parte de la radiación difusa procedente de las proximidades del disco solar en $[\text{W}/\text{m}^2]$.
- **Radiación extraterrestre:** Es la radiación que llega al exterior de la atmósfera terrestre $[\text{W}/\text{m}^2]$. Sólo varía con la distancia entre la tierra y el Sol.

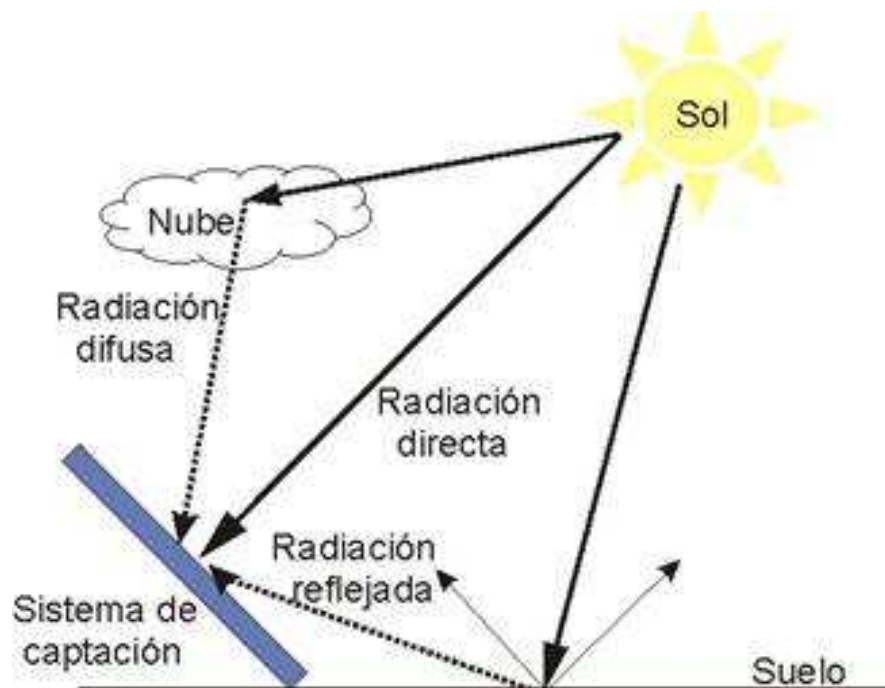
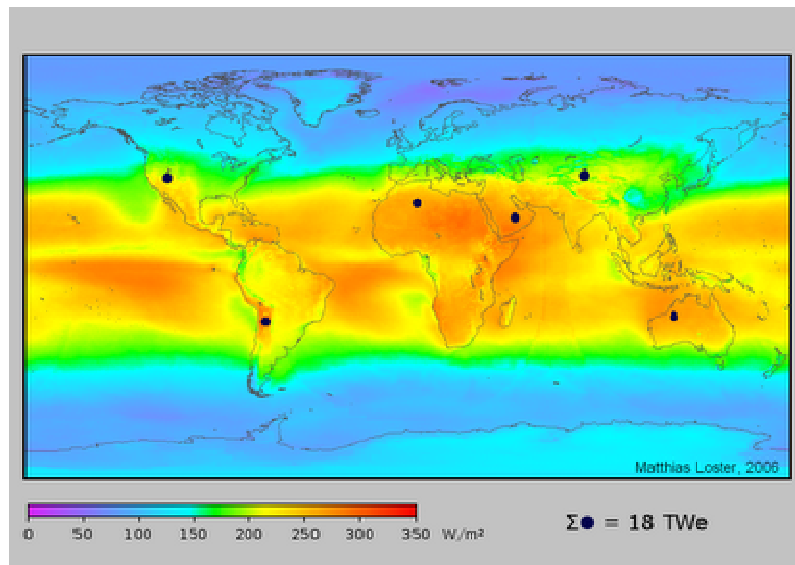


Ilustración de diferentes radiaciones procedentes del Sol (Fuente: www.manografias.com)

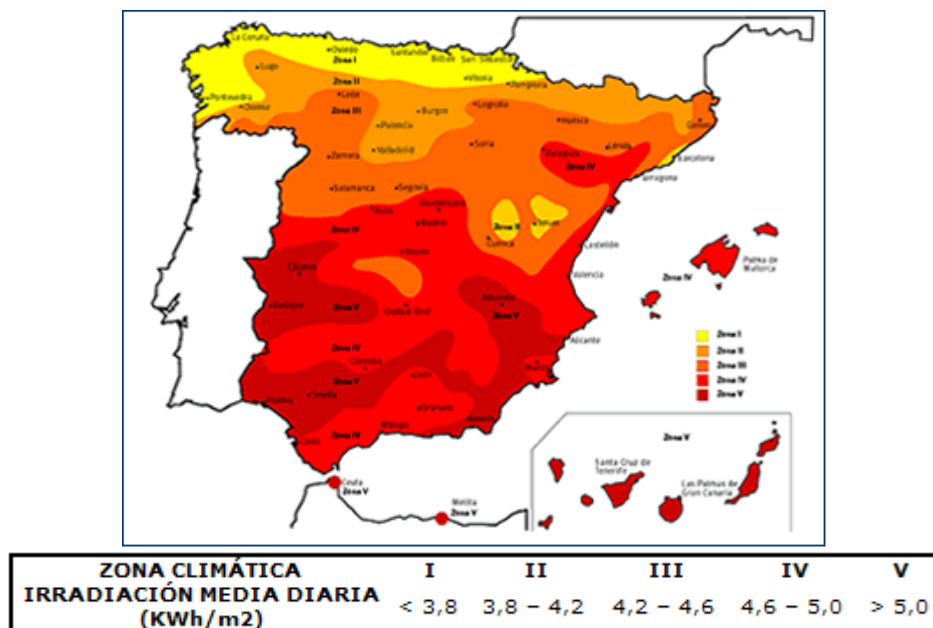


Si se suma toda la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un periodo de tiempo definido se obtiene la energía en $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$, este valor será diferente según la región en donde nos encontremos



Radiación solar promedio mundial (Fuente: www.solucionessolares.com)

A continuación se muestra las diferentes zonas españolas en cuanto a su valor de irradiancia global media anual.



Radiación solar promedio en España (Fuente: www.krannich-solar.com)

2.4 La energía solar fotovoltaica

Se dice que la energía solar fotovoltaica es la energía del futuro. Su despegue se produjo en el contexto de programas espaciales, en los cuales se ha permitido hacer funcionar satélites artificiales por energía solar, aprovechando directamente la radiación del sol.



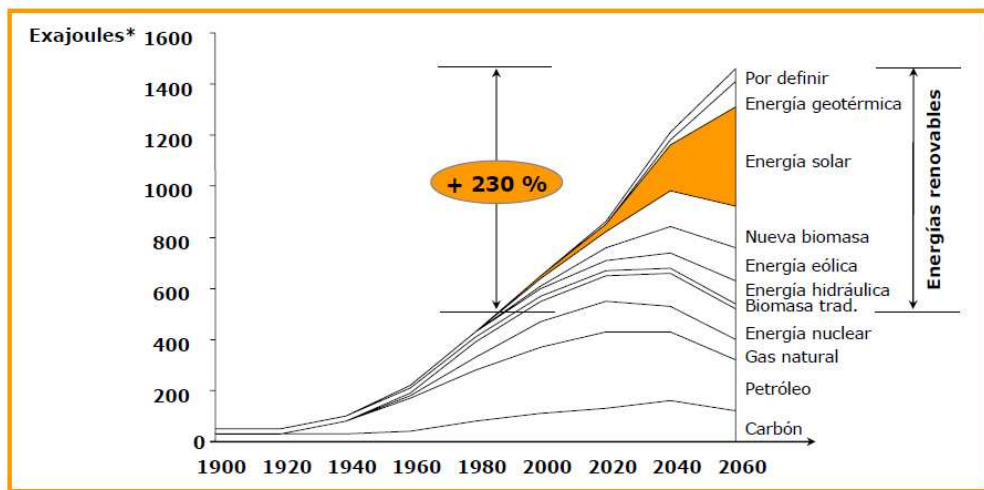
Como características positivas podemos mencionar que la energía solar se transforma en energía eléctrica sin partes móviles, sin ciclos termodinámicos y sin reacciones químicas.

Esta generación eléctrica es de duración prácticamente ilimitada, no requiere mantenimiento, no produce contaminación ni hace ruido.

2.4.1 Futuro de la energía solar fotovoltaica

Vistas las ventajas incomparables de este tipo de energía, tanto a nivel ecológico, como económico o puramente práctico, se puede pensar que ésta será una de las grandes energías del futuro. Es de esperar, pues, que su parte en la producción mundial aumente en los próximos años.

El futuro de la energía solar



**Evolución de la energía solar y diferentes energías renovables a lo largo del tiempo
(Fuente desconocida)**

2.4.2 Situación de la energía solar fotovoltaica en España, Europa y resto del mundo

España es el primer mercado fotovoltaico del mundo porque es el país donde la energía solar destinada al consumo ha crecido más, y es segundo del mundo en cuanto a potencia instalada, únicamente superada por Alemania. Según la Comisión Nacional de la Energía (CNE), la potencia fotovoltaica instalada y conectada a la red en el pasado mes de enero del presente año ascendía a 3.207 megavatios (MW), un 381,1% más que en 2008, pero si se comparan las cifras acumuladas con los datos registrados hace solamente dos ejercicios, el incremento asciende a un 1.843%.

En situaciones de crisis económica como la actual, la energía solar es un valor refugio, seguro y al alza. En nuestro país la distribución de la potencia fotovoltaica conectada a la red no está repartida de manera equitativa.



De este modo, las comunidades autónomas que lideran el ranking solar son Castilla-La Mancha, Andalucía y Extremadura. En el otro lado, se sitúan Cantabria, Asturias, Ceuta y Melilla.

Alemania es en la actualidad el segundo fabricante mundial de paneles solares fotovoltaicos tras Japón, con cerca de 5 millones de metros cuadrados de paneles solares, aunque sólo representan el 0,03% de su producción energética total. La venta de paneles fotovoltaicos ha crecido en el mundo al ritmo anual del 20% en la década de los noventa. En la UE el crecimiento medio anual es del 30%.

El crecimiento actual de las instalaciones solares fotovoltaicas está limitado por la falta de materia prima en el mercado (silicio de calidad solar) al estar copadas las fuentes actuales, aunque a partir de la segunda mitad de 2008 el precio del silicio de grado solar ha comenzado a disminuir al aumentar su oferta debido a la entrada en escena de nuevos productores. Prueba de ello son los diversos planes se han establecido para nuevas factorías de este material en todo el mundo, incluyendo dos proyectos en España con la colaboración de los principales actores del mercado.

La inyección en red de la energía solar fotovoltaica, estaba regulada por el Gobierno Español mediante el RD 661/2007 con el 575 % del valor del kilowatio-hora normal, lo que se correspondía con unos 0,44 euros por cada kwh que se inyectaba en red.

A partir del 30 de septiembre de 2008 esta actividad está regulada mediante el RD 1578/2008 de retribución fotovoltaica que establece unas primas variables en función de la ubicación de la instalación (suelo: 0,32 €/kWh otejado: 0,34 €/kWh), estando sujetas además a un cupo máximo de potencia anual instalada a partir de 2009 que se adaptará año a año en función del comportamiento del mercado.

Actualmente, el acceso a la red eléctrica en España requiere una serie de permisos de la administración y la autorización de la compañía eléctrica distribuidora de la zona. Esta tiene la obligación de dar punto de enganche o conexión a la red eléctrica, pero en la práctica el papeleo y la reticencia de las eléctricas están frenando el impulso de las energías renovables. Las eléctricas buscan motivos técnicos como la saturación de la red para controlar sus intereses en otras fuentes energéticas y con la intención de bloquear la iniciativa de los pequeños productores de energía solar fotovoltaica.

Esta situación provoca una grave contradicción entre los objetivos de la Unión Europea para impulsar las energías limpias y la realidad de una escasa liberalización en España del sector energético que impide el despegue y la libre competitividad de las energías renovables.

Los expertos aquí consultados (IDEA y el EVE) creen que hay varias razones, además de las citadas que explican el escaso desarrollo de la energía solar:

- Condicionantes económico-financieros: se necesita hacer una inversión inicial elevada que no todo el mundo puede asumir.
- El período de amortización de la inversión es largo, unos diez años.
- Falta de concienciación ecológica y medioambiental.



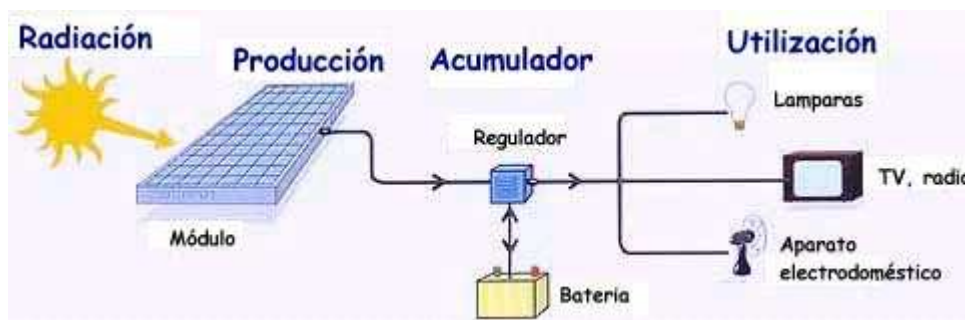
- La sociedad española tiene poca información sobre el tema y no conoce todos los beneficios y usos de la energía solar.
- Ausencia de normativa necesaria para fomentar su uso.
- No se cuida lo suficiente la integración de la instalación solar en los edificios.
- En algunos casos la falta de espacio puede ser un inconveniente a la hora de la instalación.
- La normativa exigida en algunos casos puede retraer a algunos consumidores interesados: en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red el propietario debe hacer declaración de IVA cada tres meses y darse de alta en el impuesto de actividades económicas, porque se vende energía a la compañía eléctrica.

2.4.3 Elementos de un sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico es un dispositivo que, a partir de la radiación solar, produce energía eléctrica en condiciones de ser aprovechada por el hombre.

El sistema consta de los siguientes elementos:

- *Un generador solar*, compuesto por un conjunto de paneles fotovoltaicos, que captan la radiación luminosa procedente del sol y la transforman en energía eléctrica. Esta energía dependerá básicamente del número y tipo de módulos instalados, de su inclinación y orientación espacial, y de la radiación solar incidente.
- *Un acumulador*, que almacena la energía producida por el generador y permite disponer de corriente eléctrica fuera de las horas de luz o días nublados.
- *Un regulador de carga*, que controla la entrada y salida de corriente en el acumulador y su misión es evitar sobrecargas o descargas excesivas al acumulador, que le produciría daños irreversibles; y asegurar que el sistema trabaje siempre en el punto de máxima eficiencia.
- *Un inversor* (opcional), que transforma la corriente continua de 12 ó 24 V almacenada en el acumulador, en corriente alterna de 230 V.



Instalación solar fotovoltaica sin inversor, utilización a 12Vcc
(Fuente: www.saecsaenergiasolar.com)



Instalación solar fotovoltaica con inversor, utilización a 230Vca
(Fuente: www.saecsaenergiasolar.com)

Una vez almacenada la energía eléctrica en el acumulador hay dos opciones: sacar una línea directamente de éste para la instalación y utilizar lámparas y elementos de consumo de 12 ó 24 Vcc, o bien transformar la corriente continua en alterna de 23 V a través de un inversor

Si el sistema fotovoltaico estuviera conectado a red, como sucede en este proyecto, deberíamos de añadir algunos elementos adicionales como algunas protecciones, contadores de energía, conexión a red etc. con el fin de asegurar la eficiencia y la seguridad de la instalación.

2.4.4 Funcionamiento

En un sistema típico, el proceso de funcionamiento es el siguiente: la luz solar incide sobre la superficie del captador fotovoltaico, donde es transformada en energía eléctrica de corriente directa por las celdas solares; esta energía es recogida y conducida hasta un controlador de carga, el cual tiene la función de enviar toda o parte de esta energía hasta el banco de baterías, en donde es almacenada, cuidando que no se excedan los límites de sobrecarga y sobredescarga. En algunos diseños, parte de esta energía es enviada directamente a las cargas.

La energía almacenada es utilizada para abastecer las cargas durante la noche o en días de baja insolación, o cuando el arreglo fotovoltaico es incapaz de satisfacer la demanda por sí solo. Si las cargas a alimentar son de corriente directa, esto puede hacerse directamente desde el arreglo fotovoltaico o desde la batería; si, en cambio, las cargas son de corriente alterna, la energía proveniente del arreglo y de las baterías, limitada por el controlador, es enviada a un inversor de corriente, el cual la convierte a corriente alterna.

La producción está basada en el fenómeno físico denominado "efecto fotovoltaico", que básicamente consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas. Estas células están elaboradas a base de silicio puro (uno de los elementos más abundantes, componente principal de la arena) con adición de impurezas de ciertos elementos químicos (boro y fósforo), y son capaces de generar cada una corriente de 2 a 4 Amperios, a un voltaje de 0,46 a 0,48 Voltios, utilizando como fuente la radiación luminosa. Las células se montan en serie sobre paneles o módulos solares para conseguir un voltaje adecuado.



Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión (rebota) y otra parte por transmisión (atraviesa la célula). El resto es capaz de hacer saltar electrones de una capa a la otra creando una corriente proporcional a la radiación incidente. La capa antirreflejo aumenta la eficacia de la célula.

2.4.5 Tipologías de instalaciones solares fotovoltaicas

Cuando se plantea la instalación de generadores de energía solar fotovoltaica, fundamentalmente se atiende a dos razones principales:

- La necesidad de proporcionar energía eléctrica a una zona aislada o de difícil acceso para la red de distribución.
- La posibilidad de inyectar energía eléctrica a la red de distribución.

En función de estos criterios, existen dos tipologías básicas de instalaciones fotovoltaicas: instalaciones aisladas e instalaciones conectadas a la red.

Desde un punto de vista económico las instalaciones conectadas a la red son más adecuadas que las instalaciones aisladas cuando el objetivo principal de la instalación es realizar una inversión de capital para obtener un rendimiento económico, obteniendo beneficio de la venta de energía.

2.4.5.1 Instalaciones aisladas

Hacen posible la electrificación de manera autónoma, aprovechando la energía del sol, en aquellos lugares donde no llega la red eléctrica o en los que conectarse a la red de distribución no es viable técnica o económicamente.

Sus aplicaciones fundamentales son aplicaciones domésticas, instalaciones agrícolas y ganaderas, bombeo de caudales, iluminación, etc.

Para el diseño de este tipo de instalaciones es necesario estimar el consumo medio de energía diario del emplazamiento, determinar el rendimiento energético de la instalación, calcular el generador mínimo requerido y adecuar el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema y de la probabilidad de pérdida de carga requerida, respetando los límites establecidos en el pliego de condiciones técnicas del IDAE para poder optar a las ayudas y subvenciones ofrecidas por este organismo.

2.4.5.2 Instalaciones solares conectadas a red

Los sistemas de conexión a la red eléctrica son los que han experimentado mayor desarrollo en los últimos años, gracias a los incentivos establecidos por la legislación vigente, que permite vender la totalidad de la producción de la instalación solar a la empresa distribuidora de electricidad, a un precio por kWh fijado, superior al kWh consumido. De este modo la instalación se convierte en una pequeña central productora



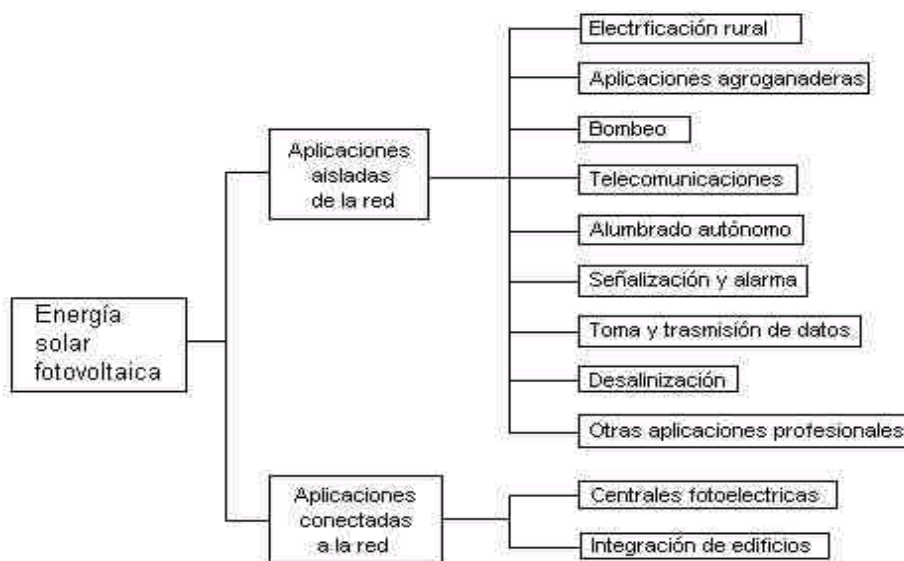
acogida al régimen especial, vendiendo la energía entregada a un precio subvencionado, acortando sensiblemente los plazos de amortización y de obtención de beneficios.

Estos sistemas se caracterizan por su simplicidad constructiva, la generación de energía eléctrica silenciosa y no contaminante, una gran fiabilidad, larga duración y poco mantenimiento.

El funcionamiento de este tipo de instalaciones es muy simple. El generador fotovoltaico transforma la energía solar incidente en los módulos de corriente continua, que es convertida por el inversor en corriente alterna de la misma tensión y frecuencia que la red eléctrica.

Para contabilizar la energía eléctrica inyectada a la red de la empresa de distribución se utiliza un contador de energía intercalado entre la red de baja tensión y el inversor. También es necesario instalar un contador de entrada de energía para contabilizar el posible consumo de la instalación, o bien se puede utilizar un único contador bidireccional para realizar ambas funciones.

El mantenimiento de estas instalaciones es mínimo, y consiste básicamente en la limpieza periódica de los módulos y en la comprobación de las conexiones eléctricas y el buen funcionamiento del inversor, estimándose su vida útil en más de 30 años.



Diferentes aplicaciones de la energía solar fotovoltaica
(Fuente desconocida)

Además, existen otros sistemas para instalar paneles fotovoltaicos:

- Mediante un sistema de soporte a la red: donde el sistema no comienza a volcar energía a la red general hasta que sus baterías están cargadas, quedando entonces como sistema de emergencia.
- Siguiendo un sistema híbrido (es decir, acompañando a otro sistema de generación de energía, que a su vez puede estar o no conectado a la red general).



2.5 Tipos de células solares

- *Célula solar convencional:* Lleva una capa de silicio positiva y otra negativa que forman un campo eléctrico. La energía de la luz incidente activa los portadores de carga positiva y también los de carga negativa. La corriente fluye al unir los dos polos desde el exterior y se descarga a través de unos dedos metálicos.

- *Célula electroquímica:* En ella, la luz estimula los portadores de carga en una película de colorante. El dióxido de titanio facilita que la carga negativa fluya a la capa conductora de una capa de vidrio. El colorante compensa la falta de carga con una solución de yodo y así se crea la corriente.

- *Alfombra solar enrollable:* Permite cubrir con ella casas enteras. La luz activa ciertas moléculas que se encuentran sobre la superficie plástica, y la corriente se produce cuando los portadores de carga positiva y de carga negativa se separan entre sí.

2.6 Tipos de paneles solares fotovoltaicos:

Existen diferentes tipos de paneles solares fotovoltaicos:

- *Monocristalinos:* fabricados a base de lingotes puros de silicio. Ofrecen un máximo rendimiento.

- *Policristalinos:* fabricados a partir de la refundición de piezas de silicio. Son mucho menos costosos que los monocristalinos y ofrecen un rendimiento óptimo.

- *Amorfos:* fabricados a partir de la deposición de capas delgadas sobre vidrio. El rendimiento es menor que el silicio cristalino. Se usa para aplicaciones de pequeña potencia.

2.7 Ventajas e inconvenientes de la Energía Solar Fotovoltaica

- Los sistemas fotovoltaicos no requieren abastecimiento de combustible, son totalmente silenciosos, apenas requieren mantenimiento y tienen una vida útil mucho más larga.
- Prácticamente el único mantenimiento que se requiere es controlar el nivel del electrolito en la batería y añadirle agua destilada cada cierto tiempo.
- La duración de una batería de tipo estacionario oscila entre 10 y 15 años. Los paneles solares tienen una duración muy superior (los fabricantes ofrecen garantías de hasta 25 años).
- La electricidad se produce en el mismo lugar donde se consume, eliminando la necesidad de instalar tendidos eléctricos. Además los paneles fotovoltaicos, por su aspecto y constitución, resultan fáciles de integrar y adaptar en las edificaciones rurales.



- Utilizan una fuente de energía renovable (la radiación solar), lo que quiere decir que a la escala temporal humana es inagotable.
- Producen electricidad sin necesidad de ningún tipo de reacción o combustión, evitando la emisión a la atmósfera de CO₂ u otros contaminantes.
- Su instalación es simple
- Resiste condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad.
- No existe una dependencia de los países productores de combustibles.
- Instalación en zonas rurales → desarrollo tecnologías propias.
- Se utiliza en lugar de bajo consumo y en casas ubicadas en parajes rurales donde no llega la red eléctrica general
- Venta de excedentes de electricidad a una compañía eléctrica.
- Tolera aumentar la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos.
- En cuanto a los inconvenientes, las instalaciones fotovoltaicas tienen unas limitaciones que deben llevar a sus usuarios a la moderación en el consumo y al empleo de aparatos de consumo con elevados rendimientos. Asimismo, el precio y el gran tamaño de los paneles solares frenan su expansión, puesto que la tecnología disponible actualmente requiere de una gran superficie de captación.

2.8 De las placas tradicionales a la integración arquitectónica

Las instalaciones tradicionales de componentes solares en edificios suelen usar los módulos estándar, normalmente sobre estructuras independientes y en el mejor de los casos sobrepuestas a alguna parte del edificio como tejados o fachadas. Recientemente se están comercializando algunos componentes solares especialmente diseñados para edificios.

Los módulos fotovoltaicos están fabricados para la intemperie, por tanto pueden formar parte de la piel de un edificio. Sin embargo, las diferentes tecnologías de encapsulado dan como resultado una gama de elementos constructivos con diferentes características:

- Cristal-plástico posterior: El adhesivo transparente es normalmente EVA (Etil-Vinil-Acetato) y el plástico posterior Tedlar TM en diferentes colores, translúcido o transparente.
- Cristal-cristal: El plástico posterior se sustituye por otro cristal. El adhesivo transparente son resinas o siliconas.



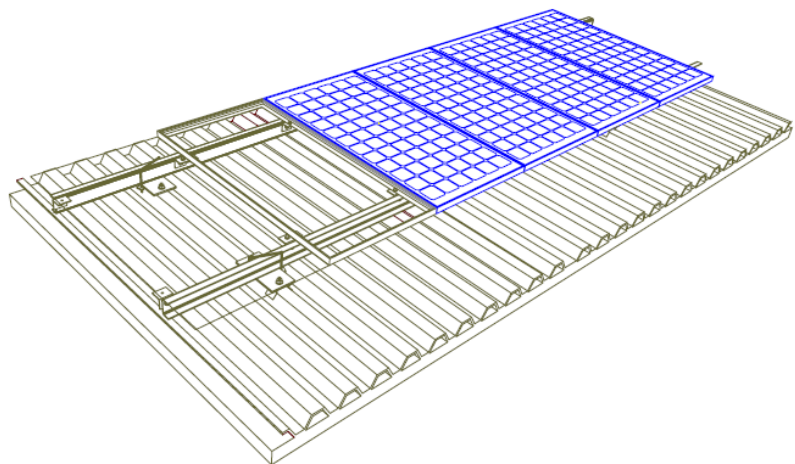
Los módulos estándar tienen un marco de aluminio. Los que no llevan marco, llamados laminados, se usan preferentemente para integración arquitectónica. Varios fabricantes de módulos ofrecen productos a medida del cliente en cuanto a tamaño, forma, tipo de células y disposición de estas, permitiendo una gran creatividad y adaptabilidad a los requerimientos arquitectónicos de la edificación existente.

2.9 Integración arquitectónica de la energía solar fotovoltaica.

2.9.1 Integración en cubiertas de edificios

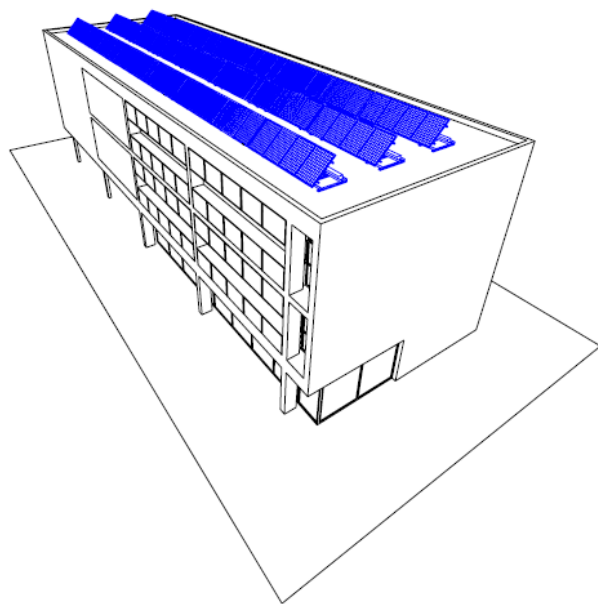
CUBIERTAS INCLINADAS

- Superposición sobre cubierta existente
- Adaptabilidad
- Funciones de estanqueidad



CUBIERTAS PLANAS

- Instalación sencilla
- Estructuras soporte convencionales
- Excelente rendimiento energético

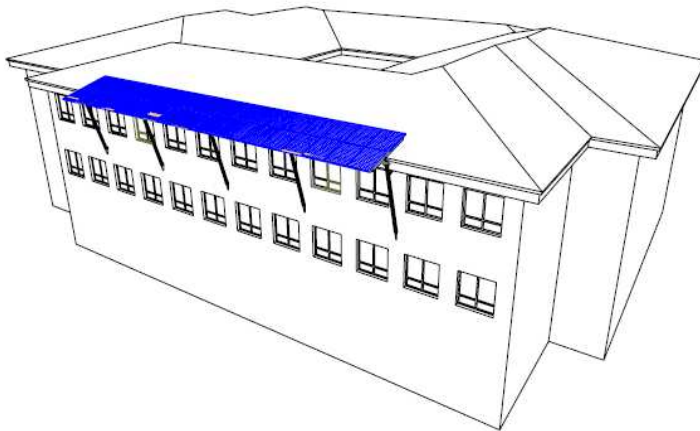


(Fuente: Isofotón)

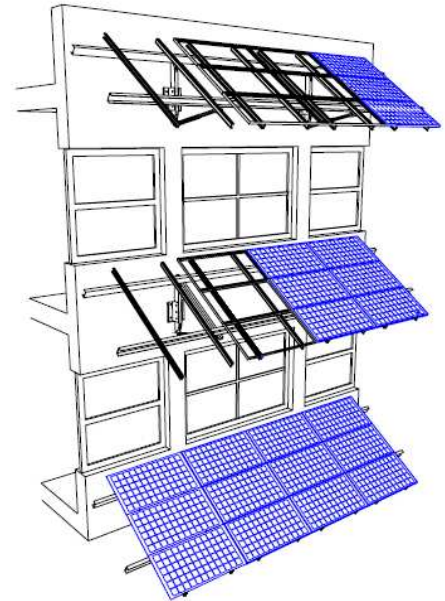


2.9.2 Integración en fachadas o elementos de fachada

PARASOLES

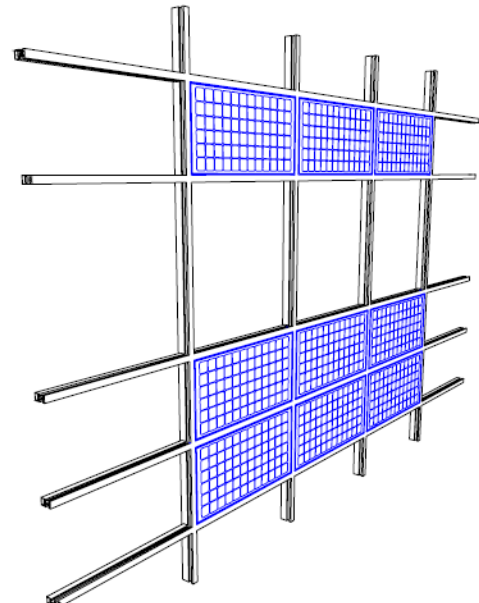


- Cubriciones y sombreado
- Reducción de la carga térmica.
- Impacto estético



MUROS CORTINA

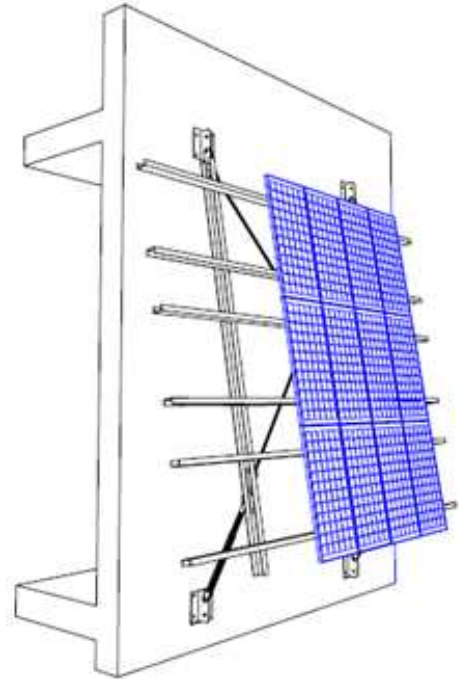
- Permite filtrar la luz
- Acristalamiento semitransparente
- Gran impacto visual
- Adaptable a tecnologías constructivas ya existentes



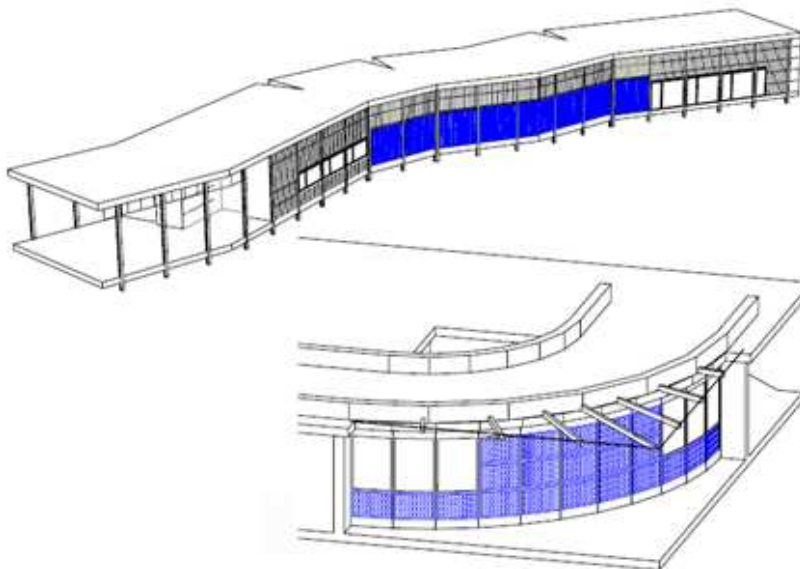
(Fuente: Isofotón)

PAÑOS CIEGOS

- Sistemas de montantes y rastreles ya existentes en el mercado
- Fácil instalación



FACHADAS



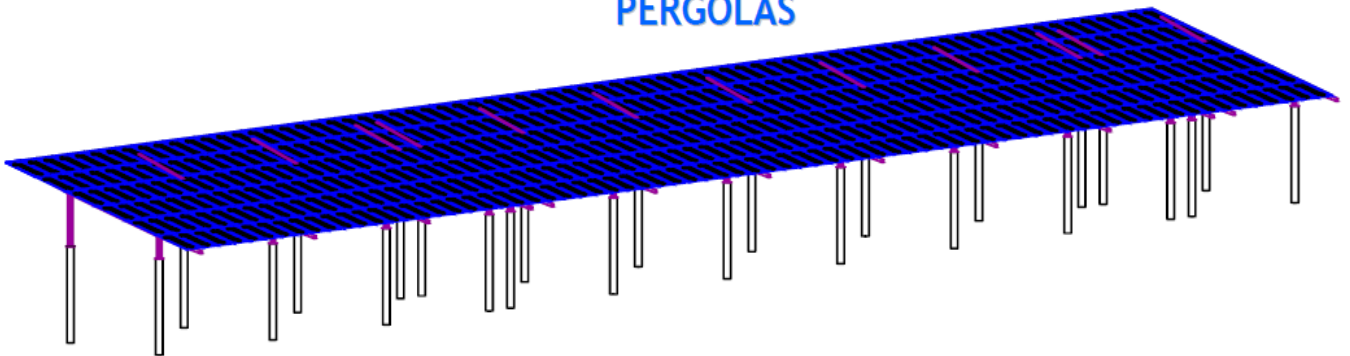
- Nuevo concepto estético de fachada
- Gran impacto visual
- Muy adaptable a tecnologías constructivas ya existentes

(Fuente: Isofotón)



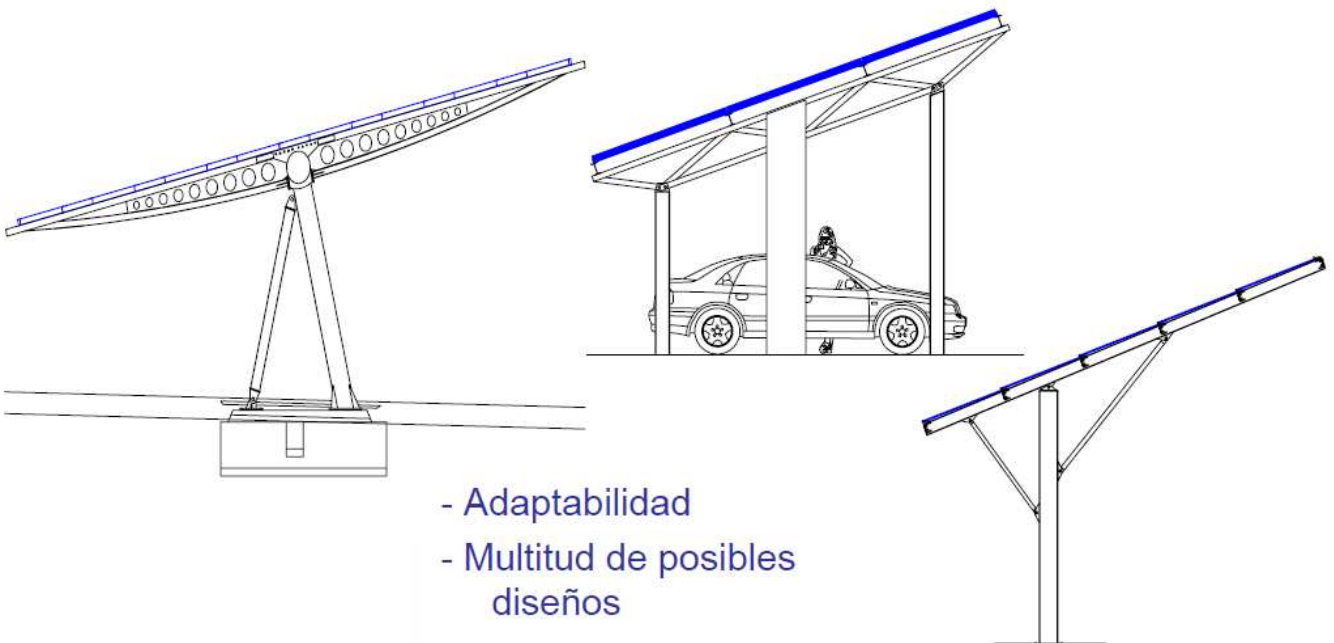
2.9.3 Varias aplicaciones

PÉRGOLAS



- Sombreado de exteriores y grandes superficies
- Estructuras soporte constructivamente sencillas
- Excelente rendimiento energético

APARCAMIENTOS

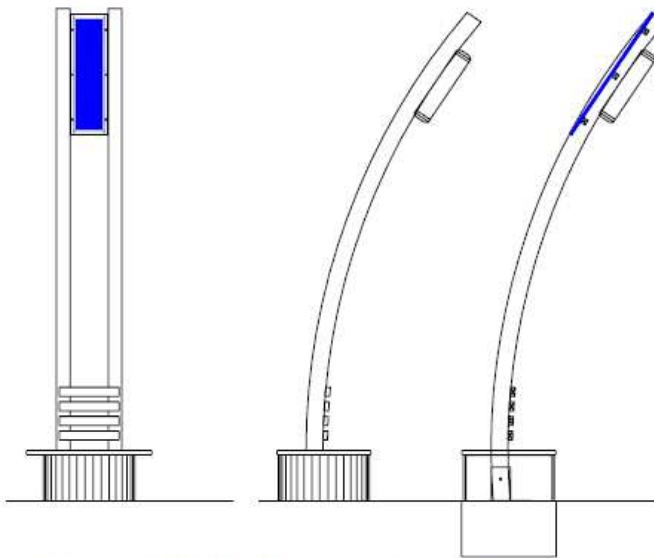


- Adaptabilidad
- Multitud de posibles diseños

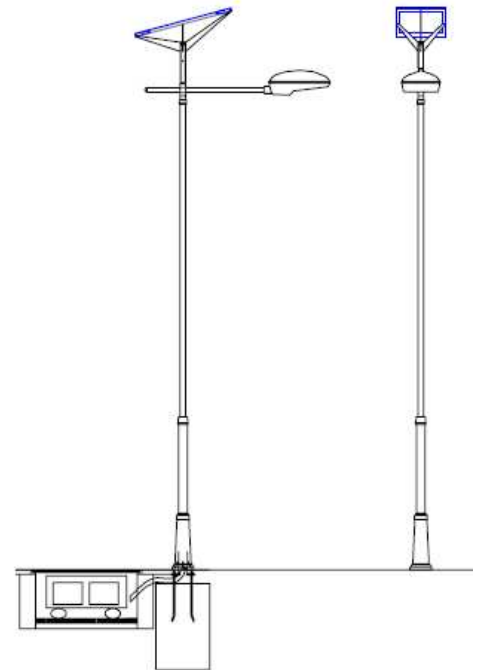
(Fuente: Isofotón)



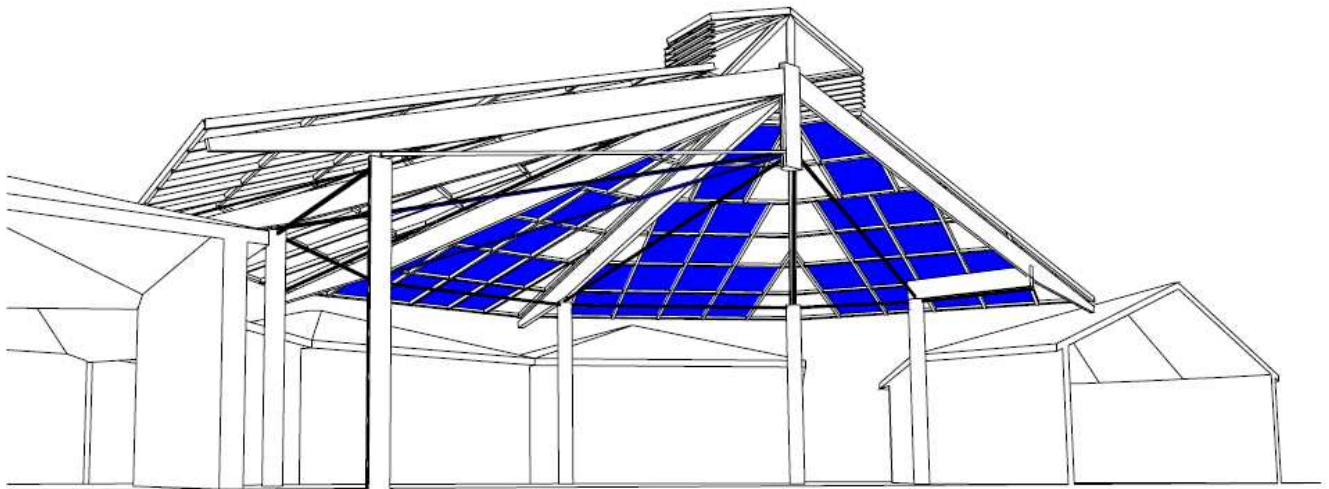
MOBILARIO URBANO



- Versatilidad de materiales y variedad de diseños
- Conexión a red o autónomo



OTRAS INTEGRACIONES



- Amplio abanico de posibilidades
- Protección del sol
- Efectos estéticos

(Fuente: Isofotón)



2.10 Nuevas tecnologías relacionadas con la energía solar fotovoltaica

A continuación se muestran algunas de las nuevas tecnologías relacionadas con la energía solar fotovoltaica, con el fin de dotar al sistema de mayor eficiencia, así como de un menor coste. Además muchas de ellas contribuyen a disminuir el impacto medioambiental que producen las actuales instalaciones solares.

2.10.1 Paneles solares con forma de tejas



Fotografía de un chalet con tejado compuesto de tejas solares fotovoltaicas (Fuente: solarweb.net)

Construir un tejado y al mismo tiempo producir electricidad para la vivienda es una idea nueva, fabricar tejas que parecen tejas y producen electricidad es una tecnología nueva.

Las empresas están desarrollando unos paneles solares muy particulares que, con el ojo en el diseño, tienen la forma de las tejas de techo convencionales. Se trata de unas células solares que presentan el tamaño y la fisionomía de las clásicas tejas color terracota aunque en este caso su tono es más oscuro.

Más allá de su aspecto, logran una eficiente de entre un 8 y un 10 por ciento y pueden conseguir 860 Kwh al año por cada pie cuadrado de tejado en zonas con una media anual de poco menos de seis horas de luz solar al día.

El concepto de la construcción flexible con tejas fotovoltaicas de silicio monocristalino permite instalar desde potencias mínimas de 6 Wp (una teja) hasta más de 15 KWp.

La instalación puede ser efectuada para viviendas con o sin conexión a la red eléctrica y de esa manera se mantiene la estética de su vivienda.



2.10.2 Paneles transparentes



Fotografía de un módulo solar compuesto de células solares transparentes (Fuente: solarweb.net)

Los paneles solares con unas nuevas células solares transparentes se alejan de los paneles tradicionales que conocemos.

Más allá de la funcionalidad, la gran ventaja de estos paneles remite a su estética pues pueden compatibilizar con la decoración presente en la vivienda logrando un estilo más armonioso. Así es como estos paneles se pueden integrar en la vivienda sin mayores inconvenientes pudiendo colocarse en las ventanas gracias a que las células han sido fabricadas en plástico flexible por lo que pueden colocarse entre dos láminas de vidrio.

Pero está no es la única ventaja de estos paneles. Versátiles y divertidos, pueden teñirse con distintos colores para así servir como complemento decorativo en el hogar. Si hay algo en su contra es que por el momento tienen una vida útil de 25 años, bastante menos que los paneles rígidos. Por otra parte, aún no son demasiado eficientes a la hora de convertir la energía de los rayos en electricidad.

2.10.3 Paneles solares cilíndricos



Ilustración de un panel solar cilíndrico utilizado para la generación de energía solar fotovoltaica (Fuente: solarweb.net)



A diferencia de los tradicionales paneles rectangulares, esta fisonomía permite una mejor absorción de la luz al tiempo que son más resistentes al viento, lo que a su vez influye en el costo de instalación en los techos, que se vuelven más económicos.

Fabricados a partir de rollos de células solares cilíndricas hechas a partir de una fina lámina de material semiconductor, el viento puede pasar entre ellos y así se evita una complicada instalación para sujetarlos.

2.10.4 Persianas que captan energía e iluminan de noche



Fotografía de una persiana solar con un diseño vanguardista (Fuente: solarweb.net)

Estas persianas solares utilizan dos tecnologías, la iluminación OLED (iluminación por medio de LED's orgánicos) y la energía solar. El sistema, llamado Lightway, es un sistema de persianas giratorias y transparentes que se recargan con la energía solar durante el día y por la noche iluminan el interior de las casas o edificios.

Un tema interesante, es que el inventor, Damian Savio, no creó estas persianas solares desde cero, tomó unas persianas motorizadas y transparentes que ya existían y sólo les añadió las células solares microscópicas y los OLED transparentes, con lo que se permite la entrada de luz durante el día, al mismo tiempo que se carga el sistema para iluminar en la noche.

En teoría estas persianas consiguen iluminar igual que un foco de 60 W, con lo que no es necesario prenderlos durante las noches. Se estima que instalando estas persianas solares, se puede tener un ahorro del 22% en la factura eléctrica de las casas.

Estas persianas fueron finalistas del Premio de diseño Australiano para estudiantes, por lo que tuvo mucha publicidad, esperamos algún inversionista vea el potencial de este proyecto y invierta para tenerlas pronto en el mercado.



2.10.5 Ventanas solares

Un grupo de científicos de Taiwán desarrollaron un cristal para ventanas que se limpia a sí mismo, es un aislante térmico ideal y por si fuera poco produce electricidad.



Fotografía de un edificio alemán con ventanas solares (Fuente: solarweb.net)

El cristal inventado se compone de 3 capas: una que funciona como limpiador, otra que genera electricidad y una última que es el aislante. Esta última capa es mucho más eficaz que los cristales aislantes comunes.

2.10.6 Nuevas células solares con forma esférica

Nuevas células solares con forma esférica y tamaño diminuto (entre 1 y 1.5 mm de diámetro) podrían suponer una importante revolución en la expansión y campo de aplicación de la energía solar fotovoltaica.



Objetos fabricados mediante células solares de forma esférica (Fuente: solarweb.net)



En Japón líder en tecnología fotovoltaica se ha desarrollado unas nuevas celdas solares con forma esférica y minúsculo tamaño entre 1 y 1,5 mm de diámetro, a diferencia de las celdas planas tradicionales de 72 mm.

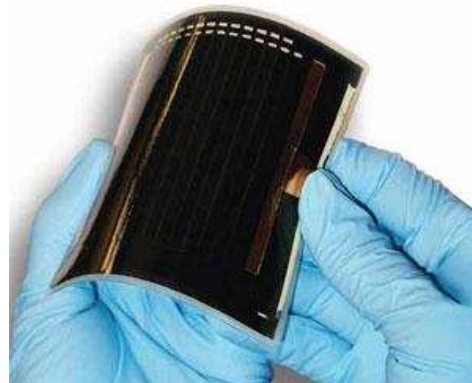
El avance podría suponer una revolución en la energía solar fotovoltaica.

Consiste en una matriz de pequeñas células solares esféricas capaces de absorber la radiación solar con cualquier ángulo, pudiendo aprovechar tanto la radiación reflejada como la difusa, con esta tecnología no es necesario el uso de seguidores y su eficiencia llega a superar el 20%.

La disposición de las células en un medio flexible y transparente, amplía el campo de aplicaciones para la energía solar fotovoltaica, como la posibilidad de incorporarlas en pequeños aparatos electrónicos o convertir grandes superficies acristaladas como generadores de electricidad. Su aplicación en España permitiría reducir el impacto visual, especialmente en grandes ciudades y zonas de interés turístico.

Según la empresa, los costes de producción se reducen a la mitad, comparándolo con la fabricación de las células de silicio convencionales, ya que el silicio empleado se aprovecha eficientemente tanto en la fabricación de las células como en la producción posterior de energía.

2.10.7 Paneles fotovoltaicos orgánicos y CIGS



Fotografía de un pequeño módulo fotovoltaico orgánico (Fuente: solarweb.net)

El gran auge del uso de Paneles fotovoltaicos para la generación eléctrica en los últimos años ha permitido que la industria de Paneles desarrolle nuevas tecnologías para producir paneles cada vez de menor coste.

Actualmente existen diversas soluciones técnicamente viables para la generación de electricidad a partir de luz solar, basadas fundamentalmente, en células fotovoltaicas de silicio relativamente caras. Las tecnologías actuales de película delgada basadas en el silicio podrían estar llegando al límite en cuanto a la relación eficacia-coste.

Además el nuevo precio de la energía para las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica en España exige una importante reducción en la inversión para su viabilidad económica. El principal coste está en los paneles fotovoltaicos.



Los fotovoltaicos orgánicos (OPV) cuentan con la ventaja de que se pueden pintar sobre una superficie, con las paredes exteriores de un edificio o el tejado. Además se pueden elaborar por medio de procesos de impresión y de recubrimiento de alta velocidad y escalables, como las pinturas en aerosol y la impresión de inyección de tinta para cubrir áreas más extensas.

Los módulos de película delgada (thin-film) no están hechos a base de células de silicio convencionales, sino que se basan en CIGS (Cobre Indio Galio Selenio) incrustadas en un soporte flexible y ligero y aptas para colocarlas no sólo sobre los tejados, sino también sobre la fachada de los edificios, ventanas, teléfonos móviles, ordenadores portátiles y coches.

Estas nuevas tecnologías que se revelan como más rentables y eco eficientes, constituyen una alternativa de bajo coste que permite la inversión acorde a las condiciones económicas del precio de la energía en España y el mundo.

2.10.8 Fachadas solares



Fotografía de un edificio con fachada solar (Fuente: solarweb.net)

Vamos a tener que acostumbrar a ver cada vez más las fachadas solares, sobre todo para edificios de oficinas. Al igual que hace unos años se puso de moda construir edificios de oficinas inteligentes con ventanas no practicables súper aislados del exterior (y en ocasiones con problemáticas asociadas), ahora nos vamos a tener que acostumbrar a ver fachadas de cristal captador de energía solar. El progreso que es imparable. Todo sea por el ahorro de combustible fósiles



2.11 Descripción de los componentes

2.11.1 Célula fotoeléctrica

Una célula fotoeléctrica, también llamada celda fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico.

Compuestos de un material que presenta efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

La eficiencia de conversión media obtenida por las células disponibles comercialmente está alrededor del 11-12%, pero según la tecnología utilizada varía desde el 6% de las células de silicio amorfo hasta el 14-19% de las células de silicio monocristalino.

También existen células multicapa, normalmente de Arseniuro de Galio, que alcanzan eficiencias del 30%. En laboratorio se ha superado el 42% con nuevos paneles.

La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye.

Al grupo de células fotoeléctricas para energía solar se le conoce como panel fotovoltaico. El tipo de corriente eléctrica que proporcionan es corriente continua, por lo que si necesitamos corriente alterna o aumentar su tensión, tendremos que añadir un inversor y/o un convertidor de potencia.

Las células fotoeléctricas son clasificadas en tres generaciones que indican el orden de importancia y relevancia históricamente. En el presente hay investigaciones en las tres generaciones mientras que las tecnologías de la primera generación son las más representadas en la producción comercial con 89.6% de producción en 2007.

2.11.1.1 Células monocristalinas de silicio

Son las primeras que salieron al mercado y las más utilizadas en todo tipo de aplicaciones. El silicio que compone las células es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso. Ofrecen unos niveles de rendimiento elevados entre el 15 y el 18% y potencias por unidad de superficies altas. Están protegidas por un cristal que con buenas propiedades térmicas, pero por el contrario son frágiles.



Fotografía de una célula monocristalina de silicio (Fuente: www.directindustry.com)



2.11.1.2 Células policristalinas

Se construyen básicamente con silicio, mezclado con arsénio y galio, son un agregado de materiales. Son más sencillas de conseguir y consiguen unos rendimientos nada despreciables (15%). No duran tanto tiempo pero son perfectas para lugares en los que por las condiciones ambientales, aunque las células sean muy duraderas se rompan igualmente, como la alta montaña, los desiertos etc.



Fotografía de una célula policristalina de silicio (Fuente: www.directindustry.com)

2.11.1.3 Células amorfas

Las más baratas, menos duraderas y con rendimientos muy bajos de alrededor de un 6% que tienden a cero con el envejecimiento. Son las utilizadas en calculadoras y aparatos por el estilo ya que la energía que proporcionan es muy baja. Se construyen a base de evaporar encima de un cristal en una cámara de efluvios el material semiconductor o foto-reactivo y colocar un par de electrodos en cada una de las unidades correspondientes.



Ilustración de una célula amorfa (Fuente: www.directindustry.com)

2.11.2 Módulos solares

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m²
- Temperatura de célula de 25°C (no temperatura ambiente).

La asociación de las células solares puede ser en serie o en paralelo. Al conectar en serie las células se suman las tensiones de cada célula y se mantiene la corriente, mientras que al conectar en paralelo las células, se suman las corrientes de cada una de ellas y se



mantiene la tensión. Por tanto el comportamiento del módulo dependerá del comportamiento de las células y su disposición.

Con frecuencia las instalaciones solares disponen de baterías, las cuales tienen una tensión múltiplo de 12 V, es por eso que los módulos puedan alcanzar fácilmente esa tensión para cargar las baterías. La mayoría de los módulos estándar de silicio cristalino está constituido por la asociación de uno, dos o tres ramales de 36 células asociadas en serie. A su vez estos ramales se podrán conectar en serie o en paralelo.

Un módulo típico estándar se compone de 36 a 108 células y tiene una potencia de 50 a 165 Wp.

Una vez las células están conectadas en serie o en paralelo se encapsulan para protegerlas de las condiciones climáticas como lluvia, polvo, nieve, granizo...

En la parte frontal se emplea normalmente vidrios específicos con la mayor transparencia posible para que la radiación solar incida correctamente. Por la parte posterior normalmente se utiliza un polímero opaco.



Fotografía de un panel solar fotovoltaico convencional (Fuente: www.solar-kit.com)

2.11.3 Generador fotovoltaico

Los generadores fotovoltaicos es la asociación tanto en serie como en paralelo de diferentes módulos solares fotovoltaicos. Su función es captar la energía luminosa procedente del sol y transformarla en corriente continua a baja tensión.

Cuando variamos el número de paneles solares en serie lo que estamos haciendo es variar la tensión del generador manteniendo constante la corriente que circula por el mismo, mientras que si variamos el número de paneles en paralelo, la tensión se mantendrá constante mientras que la corriente es la que varía.

Es de vital importancia utilizar módulos iguales, es decir de la misma marca, modelo y por supuesto de la misma potencia, teniendo todos ellos las mismas curvas características con el fin de reducir pérdidas causadas por la dispersión de los parámetros eléctricos.



No hay que olvidar que la asociación de módulos en serie se denomina ramal y la asociación de ramales en paralelo es lo que va a determinar el generador fotovoltaico. Además todos los módulos solares de un mismo ramal estarán colocados con la misma orientación e inclinación.



Ilustración de un generador solar fotovoltaico sobre suelo conectado a red
(Fuente: www.soliclima.es)

2.11.4 Inversores

Un inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya misión básica es convertir la corriente continua de la instalación fotovoltaica en corriente alterna para la alimentación de los receptores, los cuales, la gran mayoría de ellos, trabajan con corriente alterna.

Hoy en día con la ayuda de la electrónica de potencia esta conversión se consigue con muy pocas pérdidas.

Se pueden distinguir 2 tipos de inversores; los inversores de conmutación natural y los inversores de conmutación forzada.

Los primeros son conocidos como inversores conmutados por la red, por ser esta la que determina el fin del estado de conducción en los dispositivos electrónicos. Su aplicación es para sistemas fotovoltaicos conectados a la red. En la actualidad están siendo desplazados por los inversores de conmutación forzada tipo PWM.

Los inversores de conmutación forzada o autoconmutados son usados para sistemas fotovoltaicos aislados y permiten conseguir corriente alterna mediante la apertura y cierre forzada del sistema de control.

En las instalaciones de conexión a red la salida del inversor está conectada directamente a la red de distribución de la compañía eléctrica, sin pasar por los equipos de consumo de las viviendas, estando prohibida por la legislación vigente la instalación de baterías.

El inversor debe hacer trabajar al generador fotovoltaico en su punto de máxima potencia, esto lo consigue colocando un convertidor de corriente continua en corriente continua delante del propio inversor, ajustando la tensión de entrada del inversor a la tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico.

La conexión con la red de distribución será trifásica cuando la potencia del inversor sea mayor de 5 kW.



Fotografía de un inversor fotovoltaico convencional (Fuente: www.rodasuin.com)

2.11.5 Contadores

Para las instalaciones fotovoltaicas tenemos la opción de utilizar dos contadores, o bien un único contador bidireccional. Si utilizamos 2 contadores diremos que estarán ubicados entre el inversor y la red, pudiéndose localizar en el armario de protección y medida.

El motivo de utilizar 2 contadores y no uno es el siguiente; utilizaremos uno de ellos para poder cuantificar la energía generada e inyectada a la red por parte del generador fotovoltaico para su facturación, mientras que el otro contador será el encargado de cuantificar el pequeño consumo ($< 2\text{kWh/año}$) en el que incurre el generador fotovoltaico cuando existe ausencia de radiación solar. Además este segundo contador le sirve a la compañía eléctrica para tener controlado los diferentes consumos en los que pudiera incurrir el titular de la instalación.

Como hemos citado anteriormente y según la ITC-BT-16 y el RD 1663/2000 tendremos la posibilidad de usar un único contador bidireccional siempre y cuando tenga una precisión como mínimo a la correspondiente a la clase 2 regulada por el reglamento de puntos de medida en el RD 385/2002, y la ITC en la Orden Ministerial de 12 de Abril de 1999.

El consumo de electricidad del resto del edificio es independiente de la instalación fotovoltaica.



Fotografía de un contador de energía trifásica (Fuente: www.directindustry.com)

2.11.6 Armario general de protección y medida

Como cualquier instalación eléctrica, el sistema dispone de las necesarias protecciones para garantizar la seguridad.

El Armario general de protección y medida deberá contener:

- Armario de poliéster prensado en caliente reforzado con fibra de vidrio. Dispone de una placa base de montaje de los equipos a montar, con velo protector y ventanilla para accionamiento del magnetotérmico y diferencial.
- Un interruptor magnetotérmico (Interruptor General Manual) con una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora del punto de conexión.
- Un interruptor diferencial con el objeto de proteger a las personas en el caso de derivación de cualquier elemento de la parte continua de la instalación.
- Un contador de la energía producida por la instalación solar y otro que en contraposición medirá el consumo del sistema fotovoltaico, como hemos citado anteriormente.
- Transformadores de intensidad para la medida de Energía.
- Fusible seccionador de control el cual une el circuito de consumo eléctrico convencional, en paralelo con el circuito de generación, con la red de distribución de la compañía y, a su vez, cierra todos los elementos de medida y control.

2.11.7 Cableado y elementos de conexión

Hay varias zonas diferenciadas en la instalación en lo que al cableado se refiere: cable entre los paneles de una misma rama, el que va desde cada una de las ramas hasta los distintos inversores y la que va desde los inversores hasta el punto de conexión con la red eléctrica. En todos los puntos en los que sea necesario un cambio de sección de cable o se unan varios cables distintos irá situada una caja adaptadora o una caja de protecciones.



Teniendo en cuenta el ITC-BT-24 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, todo el cableado de la instalación, las cajas de conexiones, los armarios, o cualquier otro elemento susceptible de sufrir contacto indirecto deberán incluir un asilamiento reforzado o suplementario de Clase II.

Es importante dimensionar el cableado de forma correcta teniendo en cuenta los criterios de intensidad máxima admisible y de caída de tensiones, como veremos en el apartado de cálculos más adelante.

2.11.7.1 Conducción de los ramales

El cableado de los ramales sobre la cubierta ha de estar fijado a la misma mediante elementos de sujeción como bridas o de similares características. En el exterior del edificio y muy próximo a la cubierta podremos encontrar las diferentes cajas de conexiones de los cables.

Para esta instalación decidimos usar una caja de conexión individual para cada subgrupo, las cuales estarán muy próximas a cada uno de ellos con el fin de minimizar las caídas de tensión. Por lo tanto utilizaremos 8 cajas de conexión, como podremos ver más detalladamente en los planos.

La caja de conexión estará situada a una altura de 3 m y tendrá unas dimensiones adecuadas para poder albergar los 17 ramales y los elementos de protección de cada subgrupo.

No hay que olvidar realizar la conexión de un conductor de tierra de la misma sección seleccionada, el cual deberá estar unido a las masas de los elementos metálicos de la instalación mediante terminales adecuados.

El aislamiento del conductor será de PVC y deberá tener una alta protección contra los rayos UVA.

2.11.7.2 Conducción principal de corriente continua

El cableado de la parte principal de corriente continua se ubica desde la caja de conexión de cada subgrupo hasta su inversor correspondiente, pasando por el cuadro principal de corriente continua, el cual estará ubicado en el interior de nuestra nave industrial, en un pequeño cuarto de máquinas.

El montaje de este cableado se realiza mediante tubo rígido en montaje superficial según establece el ITC-BT-24 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

2.11.7.3 Conducción de corriente alterna

La conducción de corriente continua tiene lugar desde los inversores hasta las cajas generales de protección y al centro de transformación, pasando por el cuadro de



protecciones de corriente alterna, el cual estará situado muy cerca de los inversores en el interior del mismo cuadro de máquinas.

Para este tramo de conducción, la conexión será trifásica con el hilo del neutro canalizado desde el centro de transformación hasta el cuadro de protecciones de corriente alterna.

Desde los inversores al cuadro de protecciones tendremos una canalización mediante tubo rígido en montaje superficial, mientras que tendremos unas canalizaciones mediante tubo enterrado desde el cuadro de protecciones hasta las CGP y al CT.

2.12 Normativa y Reglamentación

La instalación debe cumplir una serie de normas establecidas a nivel nacional e internacional para que su funcionamiento sea correcto y este en sintonía con las normas que se dictan en la actualidad. Existen unas normativas genéricas a todas las instalaciones eléctricas, reflejadas en el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT), pero también se deberán cumplir las leyes que reflejan las características que deben tomar las nuevas instalaciones fotovoltaicas.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, enuncia, entre sus objetivos, la garantía de suministro y la calidad del mismo al menos coste posible, la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente. Establece los principios de un modelo de mercado basado en la libre competencia e impulsa el desarrollo de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial. También establece el objetivo de que los recursos renovables cubran el 12% del total de la demanda de energía primaria en el año 2010.

Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. En este Real Decreto se recogen las condiciones administrativas y técnicas de conexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, así como los trámites necesarios para formalizar el contrato de compra-venta de energía eléctrica a la compañía distribuidora de electricidad.

Este Real Decreto es de aplicación a las instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a red se efectúe en baja tensión.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, sustituye al Real Decreto 436/2004 de 12 de Marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y da una nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, manteniendo la estructura básica de su regulación.

La modificación del régimen económico y jurídico que regula el régimen especial vigente hasta el momento, se hace necesaria por varias razones: En primer lugar, el crecimiento experimentado por el régimen especial en los últimos años, unido a la experiencia acumulada durante la aplicación de los Reales Decretos 2818/1998, de 23



de Diciembre y 436/2004 de 12 de Marzo, ha puesto de manifiesto la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos para contribuir al crecimiento de estas tecnologías, salvaguardando la seguridad en el sistema eléctrico y garantizando su calidad de suministros, así como para minimizar las restricciones a la producción de dicha generación. El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004 de 12 de Marzo, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancias ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hace necesario la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, utilizada hasta el momento.

Ahora el mecanismo de retribución va a ser el siguiente:

Ceder electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, expresada en céntimos de euros por kilovatio hora.

La tarifa regulada consiste en una cantidad fija, que determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como su potencia instalada y la antigüedad de la puesta en servicio.

Todas las instalaciones acogidas al régimen especial, en virtud de la aplicación de este Real Decreto, recibirán un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia.

Real Decreto 1578/2008, de 26 de Septiembre de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. Constituye el objeto de este real decreto el establecimiento de un régimen económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica a las que no les sea de aplicación los valores de la tarifa regulada previstos en el artículo 36 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, de acuerdo con lo previsto en el 9.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

El presente real decreto será de aplicación a las instalaciones del grupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, instalaciones de tecnología fotovoltaica, que obtengan su inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas con posterioridad al 29 de septiembre de 2008.

A efectos de lo dispuesto en el presente real decreto las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se clasifican en dos tipos:

a) Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario.

O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan



por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreamiento, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.

Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:

Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW.

Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con una potencia superior a 20 kW.

b) Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

Los valores de la tarifa regulada correspondientes a las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que sean inscritas en el registro de pre-asignación asociadas a la primera convocatoria serán los siguientes:

Tipología		1ª convocatoria (eur/kWh)	2ª convocatoria (eur/kWh)	3ª convocatoria (eur/kWh)	4ª convocatoria (eur/kWh)
Tipo I	Subtipo I.1	34,00	34,00	34,00	34,00
	Subtipo I.2	32,00	32,00	32,00	32,00
Tipo II		32,00	30,7189	29,9112	29,0856

UNE EN 61215:1997 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo”.

UNE EN 61646:1997 “Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo”.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Ley 10/2006, de 21 de Diciembre, de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de la Región de Murcia. El objeto de esta Ley establecer las bases de una política energética sostenible en la Región de Murcia, promoviendo el aprovechamiento



de los recursos energéticos renovables, así como el ahorro y la eficiencia energética desde la producción hasta el consumo, reduciendo la dependencia energética exterior y la afección al medio ambiente, potenciando una mayor solidaridad ambiental en el uso de la energía.

Ley 1/1995, de 8 de Marzo, de Protección del Medio Ambiente en la Región de Murcia. La presente Ley tiene por objeto establecer un sistema de normas adicionales de protección del medio ambiente en la Región de Murcia, los procedimientos administrativos para la concesión de autorizaciones, la elaboración de las declaraciones de impacto ambiental y calificación ambiental para las industrias o actividades potencialmente contaminantes o que alteren el medio ambiente, y el desarrollo de la legislación básica del Estado sobre calidad ambiental.

Ley 13/2007, de 27 de Diciembre, de modificación de la ley 1/1995, de 8 de Marzo, de Protección de Medio Ambiente de la Región de Murcia, y de la Ley 10/2006, de 21 de Diciembre, de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de la Región de Murcia, para la Adopción de Medidas Urgentes en Materia de Medio Ambiente. Se otorga a los ayuntamientos la competencia para la calificación de las actividades residuales y se suprime el trámite relativo al acta de puesta en marcha y funcionamiento de la actividad por corresponder al órgano sustantivo, y no al ambiental, la verificación de la adecuación de la actividad a las prescripciones de la evaluación o calificación ambiental antes de su inicio

Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas. IDAE

Otras normas a tener en cuenta:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus instrucciones complementarias.
- Normas de la compañía eléctrica
- Normas básicas de edificación (NBE)
- Ordenanza de Seguridad e Higiene en el Trabajo (OSHT) y Reglamento de Prevención de Riesgos Laborales, así como toda la normativa que la complementa



3. MEMORIA DESCRIPTIVA

3.1 Objeto del proyecto

El presente proyecto tiene por objeto las siguientes finalidades:

- Estudiar la instalación a realizar de acuerdo con la reglamentación vigente.
- Se pretende justificar los elementos que componen esta instalación, fijar las características técnicas y de seguridad que deberán cumplir los materiales, y tipo de unidades de los mismos.
- Dar a conocer a la administración los elementos y medidas de seguridad y protección que se adoptarán.
- Solicitar de la Administración la correspondiente autorización para la instalación y puesta en servicio de lo que se proyecta.

3.2 Situación y emplazamiento de la actividad

Las instalaciones que se describen se localizarán en el Polígono Industrial “La Estrella”, de Molina de Segura, Murcia, tal y como se podrá observar en los planos.

Molina de Segura es un municipio de la Región de Murcia (España), capital de la comarca de la Vega Media del Segura. Su término municipal tiene una extensión de 169 km². Es la cuarta población en importancia de la Región de Murcia, después de Murcia, Cartagena y Lorca. Forma parte del área metropolitana de Murcia y se encuentra a 335 metros de altitud media sobre el nivel del mar, elevándose sus suelos progresivamente desde el sur hasta el norte del municipio. Sus coordenadas son 38°03'N 1°13'O.

3.3 Terrenos y edificaciones

La generación de energía eléctrica se realizará sobre la cubierta de una nave industrial existente y de la propiedad. En concreto, para esta instalación se aprovechará una de las cubiertas, concretamente la orientada más al sur, según se puede observar en planos.

3.4 Proceso de la actividad

La actividad se pretende desarrollar gracias a un generador fotovoltaico de 200 kW, compuesto por 8 subgrupos de inversores de 25 kW.

3.4.1. Contaminación generada y seguridad industrial

De acuerdo con la actividad a desarrollar, materias a emplear, maquinaria a instalar, personal, etc., ésta puede clasificarse como:



- Beneficiosa para el Medio Ambiente, por producir energía eléctrica a partir de la energía solar (Renovable e Inagotable), disminuyendo la posible emisión de CO₂ al medio ambiente atmosférico si esta energía fuese producida mediante combustión de otras fuentes de energía.
- No molesta, por la ínfima producción de ruidos y vibraciones, y la lejanía a cualquier zona de uso residencial.
- No contaminante, por la nula producción de residuos durante la producción de energía.

3.4.2 Descripción del proceso de fabricación

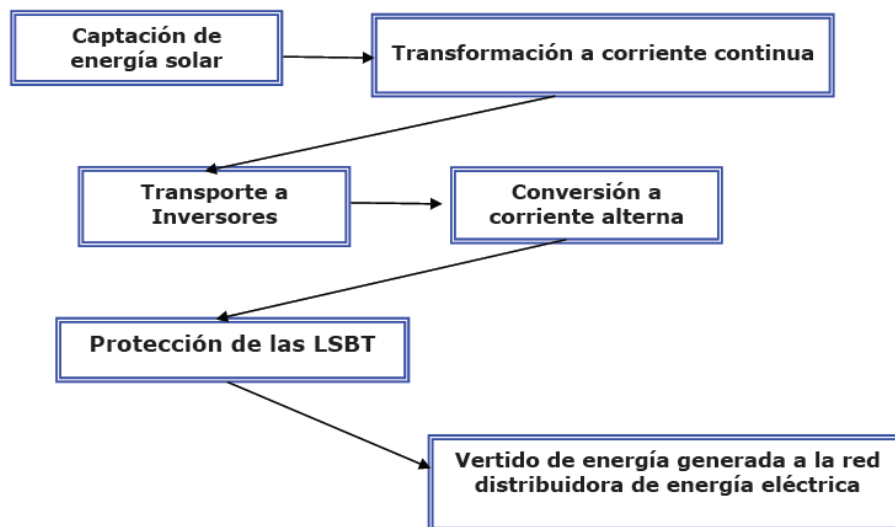
La actividad que nos ocupa se dedica a la producción de energía eléctrica por medio de módulos fotovoltaicos captadores de energía solar, siendo ésta vertida a la red de baja tensión propiedad de la empresa distribuidora de energía eléctrica IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S.A.U.

Así, las tareas del proceso de producción se orientan a la captación de energía solar, su transformación en energía eléctrica y transportable y por último la conexión con líneas de baja tensión existentes en la zona, y según indicaciones de la compañía distribuidora de energía.

Los rayos solares inciden sobre las placas fotovoltaicas, siendo esta energía captada y transformada en corriente en sistema continuo y seguidamente es transportada al inversor donde se realiza la conversión de dicha corriente a alterna 400 V trifásica.

Tras la agrupación de varios inversores y la instalación de las correspondientes protecciones, se efectúa el enlace con la red subterránea de baja tensión.

3.4.3 Línea de proceso



Esquema básico de generación de energía eléctrica a partir de energía solar (Fuente: www.soltec.es)



3.4.3.1 Maquinaria e instalaciones

Los equipos e instalaciones para el desarrollo de la actividad serán los siguientes:

- Módulos fotovoltaicos de 165 Wp, en superposición a la cubierta, conectados a equipo inversor de 25 kW. Se necesitarán un total de 1224 módulos por generador con una potencia de 200 kW.
- Inversor trifásico, SUNWAY TG 35 fabricado por Santerno, con rango de tensiones entre 430-760 Vdc.
- Instalación de protección de líneas y conexión entre inversores y centralización de protecciones.
- Armario de seccionamiento y medida para conexión con la red de distribución de energía.

3.5 Potencia total a instalar

Se prevé la instalación de 1224 módulos fotovoltaicos de 165 Wp, dando lugar a una potencia pico de la instalación de 201.6 kWp.

3.6 Inversores

Como hemos citado anteriormente los inversores son los elementos que convierten la corriente continua generada en los módulos fotovoltaicos en corriente alterna que se inyecta a la red.

El funcionamiento de los inversores es completamente automático. Cuando los módulos solares generan la potencia suficiente, la electrónica de control supervisa los parámetros de tensión y frecuencia de red. Cuando se ha sincronizado la frecuencia del sistema con la red, el sistema inyecta corriente a la red.

El inversor trabaja de forma que toma la máxima potencia posible de los módulos solares siguiendo el punto de máxima potencia (MPPT). Cuando al atardecer la energía ya no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor interrumpe la conexión y deja de trabajar.

3.7 Personal

Dadas las características de la actividad que se desarrolla, será una única persona que desarrolle la misma, limitándose a la vigilancia del correcto funcionamiento de los equipos.

Los servicios de reparación y mantenimiento serán realizados por empresa externa conocedora de estas tecnologías de generación fotovoltaica.



3.8 Productos utilizados y materias primas

La generación de energía solar fotovoltaica no precisa de “materias primas”, salvo la radiación solar.

3.9 Productos obtenidos

Se pretende la obtención de energía eléctrica, la cual será “vertida” a la red que la compañía IBERDROLA DISTRIBUCION S.A.U. tiene instalada en la zona, y desde ahí transportada a los puntos de consumo contratados con esta empresa.

3.10 Seguridad de las máquinas instaladas

Toda maquinaria que se proyecta instalar con motivo de esta instalación será nueva y por lo tanto cumplirá con los requisitos exigidos en la reglamentación técnica vigente de seguridad en las máquinas instaladas y en especial con lo dispuesto en el Real Decreto 1435/1992, de 27 de Noviembre, y el Real Decreto 56/1995, de 20 de Enero, relativos a las disposiciones de aplicación del consejo 89/392/CEE.

Toda máquina autorizada y puesta en servicio deberá cumplir con lo establecido por el real Decreto 1495/198 de 26 de Mayo, así como por el Real Decreto 850/1991, todo ello en virtud del reglamento de seguridad en las máquinas, verificándose la seguridad para las personas y el buen funcionamiento y conservación de las máquinas, según la disposición de la directiva 89/392CEE de máquinas sobre lugares de trabajo.

3.10.1 Máquinas nuevas

A las máquinas nuevas le será de aplicación el Real Decreto 1345/1992 modificado por el R.D 56/1996, según disposición de la directiva 89/392CEE. Este nuevo decreto responsabiliza al fabricante o importador la certificación de su cumplimiento, testimoniándose el mercado CE, al objeto de garantizar que estas máquinas cumplen con los requisitos esenciales de seguridad y salud en los establecimientos.

Cada máquina dispondrá de su manual de instrucciones y llevará de forma indeleble y legible como mínimo las siguientes indicaciones:

- Nombre y dirección del fabricante.
- Mercado CE y año de fabricación.
- Tipo y número de fabricación.
- Potencia en KW.



3.10.2 Condiciones de instalación de las máquinas

Toda máquina dispondrá de un dispositivo que impida la puesta en marcha involuntaria de ésta, siendo necesario actuar sobre su maniobra para su reanudación en caso de fallo de corriente en la red exterior.

Todas las máquinas dispondrán de una protección contra los contactos eléctricos directos e indirectos, por medio de un interruptor diferencial, estando igualmente conectadas al sistema de puesta a tierra, siendo necesario proteger los motores por medio de fusibles o mejor aún con magnetotérmicos regulables a su intensidad nominal.

Las correas, rodillos, y zonas calorífugas de las máquinas, estarán convenientemente protegidas para evitar contactos o enganches accidentales. Las vías de tránsito y espacios entre máquinas tendrán suficiente amplitud, para permitir el paso de personal sin ningún tipo de riesgo. Las máquinas en general o no deberán producir contaminación de ruido alguno al exterior, ateniéndose a la Ordenanza de Protección del Medio Ambiente contra la emisión de ruidos y vibraciones.

Toda máquina susceptible de producir ruidos y vibraciones se anclará convenientemente al suelo, a fin de lograr su equilibrio estático y dinámico. Los basamentos de anclaje no formarán continuidad con los cimientos de la edificación ni con el solado del local. Los órganos de las máquinas se mantendrán en buen estado de conservación y perfecto equilibrado.

3.11 Tramitación de los permisos

3.11.1 Solicitud de punto de conexión a red

Se le solicita a la compañía eléctrica que suministre en la zona. Los pasos a seguir son los siguientes:

- Solicitud telefónica del punto de conexión como “Servicio de trabajo a Terceros” de la que se obtendrá un nº de solicitud.
- Presentar la siguiente documentación en las oficinas principales de la citada compañía: o Carta de solicitud de Punto de conexión a la Red indicando el nº de solicitud ya obtenido o Memoria resumen de la instalación; plano de ubicación, esquemas, características de los módulos fotovoltaicos e inversores, etc.

Esta solicitud tarda aproximadamente un mes.

3.11.2 Autorización administrativa

Se solicita ante la Consejería de Industria de la Comunidad Autónoma en la que se pretenda realizar la instalación, en el Servicio de Instalaciones Energéticas (o similar).



Son necesarios los siguientes pasos:

- Solicitud firmada por el titular o representante legal.
- Proyecto de diseño de la instalación fotovoltaica.
- Relación de organismos y empresas de servicio público afectadas por la instalación.
- Documentación que acredite fehacientemente la titularidad de los terrenos donde se implante la planta solar.
- Comunicado del punto de enganche a la red pública.
- En caso de haber solicitado alguna subvención se pedirá proyecto de obra visado.

Este permiso tarda unos tres meses en ser tramitado.

3.11.3 Licencia de obra

Se solicita al Ayuntamiento de la localidad en la que está situada la nave. Es necesario presentar los siguientes documentos:

- NIF o CIF solicitante.
- Proyecto de la instalación.
- Proyecto de seguridad y salud y la hoja de encargo del técnico facultativo.
- Autorización administrativa de industria.
- Cualquier otro informe preceptivo de otras administraciones en su caso (impacto ambiental, etc.)

Dicha licencia se concede en unos tres meses.

3.11.4 Inscripción previa en el Registro de Productores en Régimen Especial

Se solicitará obtener la condición de instalación de producción de energía eléctrica acogida al régimen especial. Para ello habrá que presentar una solicitud ante la Consejería de Industria de la Comunidad Autónoma pertinente, en el Servicio de Instalaciones Energéticas (o similar). Se presentarán los siguientes documentos:

- Solicitud firmada por el titular o representante legal.
- NIF o CIF del solicitante y DNI del representante.



- Escrituras de la empresa y poderes del representante.
- Evaluación energía.
- Principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación.
- Memoria resumen (según RD 661/2007).
- Autorización administrativa de industria.

Esta solicitud se completa en menos de un mes, generalmente.

3.11.5 Contrato de venta de energía en régimen especial

Se solicita a la compañía eléctrica. Es necesario presentar los siguientes documentos:

- Modelo de contrato facilitado por compañía eléctrica cumplimentado y firmado en todas sus hojas por el titular.
- Carta de concesión de punto de conexión a la red de distribución eléctrica.
- Autorización Administrativa de la Instalación.
- Inscripción Previa en el Registro de Productores en Régimen Especial (R.P.R.E.) o Solicitud Sellada de la misma.
- Fotocopia del DNI del titular o representante.
- Poderes o copia de la publicación oficial que autoriza a dicha persona.

Este contrato se consigue en aproximadamente dos semanas.

3.11.6 Autorización de puesta en servicio

Se solicita ante la Consejería de Industria de la Comunidad Autónoma pertinente, en el Servicio de Instalaciones Energéticas (o similar), siendo necesario presentar los siguientes documentos:

- Solicitud de puesta en servicio.
- Certificado de dirección de obra.
- Certificado de instalación extendido por instalador eléctrico de baja tensión especialista en instalaciones generadoras de baja tensión.

Esta autorización será concedida en el plazo de un mes aproximadamente.



3.11.7 Trámites de puesta en marcha

Los tres pasos que se muestran en este apartado han de solicitarse al mismo tiempo y tardan aproximadamente un mes en ser completados.

3.11.7.1 Conexión a la red

Se solicita ante el departamento de ATR y Régimen Especial (o similar) de la compañía eléctrica, presentando la siguiente documentación:

- Carta de solicitud de conexión a red, primera verificación y emisión de certificado de cumplimiento R.P.M.
- Autorización de Puesta en Servicio.
- Certificado de Instalación en Baja Tensión.
- Inscripción previa en el R.P.R.E.
- Protocolo de pruebas/ensayos de contadores emitido por el fabricante.
- Certificado de los inversores emitido por el fabricante.
- Proyecto de la Instalación.
- Proyecto de acometida.

3.11.7.2. Verificación de equipos de medida

Se solicita ante la compañía eléctrica y se realiza una inspección por parte de ésta de los equipos de protección y medida, sellando estos últimos para que no sean manipulados posteriormente.

3.11.7.3. Emisión de certificado de cumplimiento

Se solicitará a la compañía eléctrica y ésta lo emitirá una vez realizados los puntos anteriores.

3.11.8 Inscripción definitiva en el Registro de Productores en Régimen Especial

Se solicitará ante la Consejería de Industria de la Comunidad Autónoma pertinente, en el Servicio de Instalaciones Energéticas (o similar), presentando la siguiente documentación:

- Solicitud firmada por el titular o representante legal.



- Contrato de compraventa de energía con la empresa distribuidora.
- Documento de opción de venta de la energía.
- Certificado del encargado de la lectura (obtenido del punto anterior).
- Acta de inspección (autorización de puesta en servicio)

Este paso durará entre tres semanas y un mes.



4. MEMORIA TECNICA

4.1 Diseño

El sistema fotovoltaico se dimensiona en función del consumo de la instalación y de las condiciones de insolación de la zona en cuestión.

El consumo se establece en función de la potencia de cada uno de los aparatos eléctricos que se vayan a utilizar y de las horas medias de funcionamiento. Al final se alcanza un valor que se expresa en vatios-hora/día (Wh/día).

Los datos de insolación se extraen de unas tablas empíricas, en los que se dan los valores de la energía solar que incide por m² de superficie horizontal y en un día medio de cada mes, en cada lugar geográfico. También es necesario conocer el tipo de utilización de la aplicación: si es permanente o no, o si es de utilización preferente en invierno o en verano.

4.1.1 Cubierta utilizada

Cuando la instalación solar fotovoltaica que queremos diseñar se encuentra en el hemisferio norte, la orientación idónea de los módulos fotovoltaicos es hacia el sur, debido a que la trayectoria del sol en movimiento este-oeste es simétrica respecto a la posición que ocupa al mediodía. Es en ese momento del mediodía cuando la captación de energía solar es máxima.

Las vertientes de la cubierta más adecuadas para maximizar la producción de energía son aquellas cuya orientación se encuentra más próxima al sur, descartando la posibilidad de utilizar las vertientes con orientación norte.

Por lo tanto para garantizar la máxima eficiencia de los módulos solares fotovoltaicos de la instalación orientaremos los mismos hacia el sur.

Como veremos más adelante en los planos la superficie total disponible será $S=2535.41\text{m}^2$

4.1.2 Dimensionado del Inversor y del Generador fotovoltaico

Realizar una configuración adecuada para mejorar lo máximo posible el rendimiento y la eficiencia de una instalación fotovoltaica es uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta dentro de la misma.

De acuerdo con el R.D 1663/2000, cuando la potencia nominal de todos los inversores de la instalación supere los 5kW, la acometida a la red deberá de ser trifásica.

Debido a la gran superficie disponible, se opta por intentar maximizar la producción de energía aprovechando al máximo las posibilidades que ofrece la legislación vigente, por lo que se dimensionará el generador fotovoltaico instalando una potencia nominal de inversores de 200 kW.



Para comenzar el dimensionado hay que fijar la potencia nominal del inversor, $P_{n,inv}$ o la potencia pico del generador fotovoltaico, P_{PMP} en función de la superficie disponible, la inversión económica a realizar, las tarifas vigentes, etc...

En el mercado actual existen gran variedad de inversores comprendidos entre 2,5 kW y 100 kW.

En las especificaciones técnicas del inversor se recogen importantes advertencias a considerar durante el diseño y montaje de la instalación fotovoltaica.

En general, la potencia del inversor no debe ser superior a la potencia pico del generador, pues prácticamente nunca se alcanzará la potencia nominal, debido a las pérdidas por inclinación y orientación a la que la instalación está sometida, pérdidas por sombreado y pérdidas en el cableado y conexionado. Además, los niveles de irradiancia recibidos son distintos a los que se recibiría con los valores nominales de potencia, con lo que es conveniente dimensionar el inversor para que su potencia nominal sea del orden entre 0.7 a 1 veces la potencia pico del generador fotovoltaico.

Sólo cuando los inversores soporten muy altas temperaturas, debido a que se instalan en exteriores, se analizará la posibilidad de que el inversor seleccionado disponga de mayor potencia nominal que la potencia pico del generador fotovoltaico.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, el rango de potencias nominales del inversor puede oscilar entre 0.7 y 1.2 veces la potencia pico del generador fotovoltaico.

Cuando se seleccione el inversor hay que asegurarse de que para cualquier condición climática de irradiancia y temperatura funcionará correctamente y la eficiencia máxima del mismo se corresponde con el rango e irradiancia más frecuente del lugar.

Por último deberemos de estar muy atento a que el rango de tensiones a la salida del generador fotovoltaico esté dentro del rango de tensiones admisibles a la entrada del inversor, ya que la tensión a la salida del generador puede variar con la temperatura.

4.1.3 Análisis previos para la selección del inversor

Según la instrucción ITC-BT-40, se establece como carácter general la interconexión de centrales generadoras a las redes de baja tensión será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 kVA, ni de la mitad de la salida del Centro de Transformación correspondiente a la línea de la Red de Distribución Pública a la que se conecte la central.

Para la instalación del campo solar de generación de 200 kW, tenemos las posibilidades de colocarlos sobre estructuras fijas, así como con seguidores solares. Los seguidores solares ofrecen un mayor rendimiento ya que reciben más radiación solar, sin embargo también van a necesitar más mantenimiento y no siempre se van a poder instalar sobre cubiertas debido a que la estructura de la que disponen tienen un pie de apoyo que muchas de las cubiertas no están capacitadas para albergar. Por ello utilizaremos en esta instalación módulos solares sobre estructuras fijas.



Decidiremos igualmente utilizar 8 inversores del modelo Sunway TG 35 ES 800V fabricados por Santerno, cuya potencia nominal es de 25 kW y tiene muy buenas prestaciones en cuanto a calidad precio.

Cada inversor estará conectado a cada uno de los subgrupos de los que componen el generador fotovoltaico.

4.1.4 Elementos principales de la instalación

4.1.4.1 Módulo fotovoltaico

El modelo seleccionado de módulo, el BP 3165S de BP SOLAR, es un módulo avanzado de 165W de 72 células policristalinas con una capa antireflectante de Nitruro de Silicio. La capa posterior blanca ofrece un excelente aspecto visual y permite una estrecha tolerancia de potencia.

Está especialmente diseñado para sistemas conectados a la red, como tejados comerciales, sistemas residenciales y plantas fotovoltaicas. Este módulo ofrece más eficiencia y fiabilidad que los productos policristalinos estándares. Se ha elegido debido a sus excelentes prestaciones dentro de la gama de módulos fotovoltaicos de alta potencia adecuados a nuestra instalación, así como por otros condicionantes como la garantía del producto, la confianza ofrecida por un fabricante de prestigio, la disponibilidad de suministro o la buena relación prestaciones/coste por módulo.

Las características eléctricas más importantes del módulo son:

Potencia máxima (Pmax)	165W
Tensión de Pmax (Vmp)	35,2V
Corriente en Pmax (Imp)	4,7 ^a
Corriente de cortocircuito (Isc)	5,1 ^a
Tensión de circuito abierto (Voc)	44,2V
Coeficiente de temperatura de Isc	(0,065±0,015)%/K
Coeficiente de temperatura de Voc	-(160±20)mV/K
Coeficiente de temperatura de la Pmax	-(0,5±0,05)%/K
NOCT (Tamb 20°C; Irradiación solar)	47±2°C
Máximo valor del fusible en serie	15 ^a
Tensión máxima del sistema	1000V

Además dispone de 3 diodos bypass que evitan la anulación completa del módulo en caso de posibles sombras.

El resto de características del módulo se encuentran en los documentos anexos de este proyecto.



4.1.4.2 Inversor

El inversor seleccionado es el SUNWAY TG 35 800V fabricado por Santerno, con una potencia nominal de salida de 25 kW y un rendimiento máximo del 97.3%.

Se trata de un inversor optimizado, con un diseño compacto incluyendo para alto rendimiento y con una larga vida de producto, con unos costes de instalación y mantenimiento mínimos.

Algunas características del inversor se detallan a continuación:

Tensión máxima en vacío lado DC	880V
Tensión nominal DC	650V
Tensión nominal AC	400V
Eficiencia máxima	97.3%
Aislamiento entre entrada y salida	2.5 kV
Rango de temperaturas	-10 °C – 45 °C

4.1.5 Protecciones

4.1.5.1 Protección ante contacto directo

La protección ante contactos directos está detallada en la ITC-BT-24 y viene garantizada por unos índices de protección de los equipos adecuados y por la correcta instalación y montaje de los mismos.

Para prevenir cualquier contacto directo hay que tomar las siguientes medidas:

- Aislamiento de las partes activas.
- Inaccesibilidad a la zona de generadores fotovoltaicos a personas no autorizadas mediante cerramientos apropiados y carteles de aviso.
- En armarios y cuadros eléctricos sólo se podrá acceder mediante llaves o herramientas específicas, que sólo estén al alcance del personal autorizado.

En cada elemento existen elementos de protección específicos:

- Módulos fotovoltaicos: bornas de conexión en el interior de las cajas, con la tapa atornillada y prensaestopas en la entrada de cables, conexión entre módulos mediante conectores rápidos con protección de los contactos.
- Cajas de conexión con doble aislamiento en el campo de paneles: bornes en el interior de la caja, con la tapa atornillada o bajo llave.
- Armario de contadores de doble aislamiento.



- Inversor: bornes de conexión interiores.
- Gran parte de la instalación irá protegida mediante tubo.
- Instalación acordonada debidamente para evitar la entrada de personas no autorizadas.

4.1.5.2 Protección ante contacto indirecto

Consistirá en la puesta a tierra antes comentada de los elementos metálicos de la instalación que normalmente no están en tensión pero que podrían estarlo en caso de avería.

En la zona de corriente continua tenemos las siguientes protecciones:

- Cajas de doble aislamiento.
- Detector de fallo de aislamiento con parada del inversor.
- Red de tierra.
- Estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos y carcasas de los inversores conectados a tierra.
- En cuanto a la parte de corriente alterna, se tiene un diferencial general de la instalación con sensibilidad de 30 mA.

4.1.5.3 Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos

El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizada por el dispositivo de protección utilizado. Éste podrá estar constituido por un interruptor automático de corte omipolar con curva térmica de corte, o por cortocircuitos fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas, como los mencionados en el apartado referente a los componentes de la instalación.

En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte será acorde con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de conexión.

Se admiten como dispositivos de protección contra cortocircuitos los fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas y los interruptores automáticos con sistema de corte omipolar. La intensidad nominal de interruptores automáticos y fusibles se elige de forma que cumplan:

$$IB \leq IN \leq IZ$$



Donde:

- IB es la intensidad nominal de la carga.
IN es la intensidad nominal del dispositivo de protección.
IZ es la máxima intensidad admitida por el cable.

Cumpliendo la primera desigualdad se asegura que en condiciones normales no pase por el dispositivo una intensidad superior a la nominal. Con la segunda se asegura la protección del cable frente a sobreintensidades.

El Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red en baja tensión establece la obligación de colocar un interruptor automático para la protección frente a sobreintensidades en la línea de alterna que conecta los inversores con la red. Éste se denomina interruptor frontera o interruptor general manual, y debe ser accesible para la empresa distribuidora de forma que pueda realizarse una desconexión manual.

Por lo tanto en nuestra instalación dispondremos de las siguientes protecciones:

En la parte de continua:

- *Fusibles:* Se instalarán dos fusibles cilíndricos y cerámicos por ramal, uno para el polo positivo y otro para el polo negativo, a fin de proteger el circuito de corriente continua de los efectos de los cortocircuitos y las sobrecargas. Se conectarán en serie en la salida de los ramales en su respectiva caja de conexiones. Los fusibles a emplear serán del tipo gG con un poder de corte mínimo de 10 A – 600 V.
- *Interruptor de corriente continua:* Para independizar los distintos subgrupos de cada generador fotovoltaico colocaremos un interruptor de corriente continua en cada subgrupo, con el fin de realizar funciones de mantenimiento o desconexión. Estos interruptores estarán ajustados a la corriente nominal y deberán de trabajar en un rango de tensiones adecuada a nuestra instalación. Es recomendable utilizar interruptores de 3 polos en lugar de uno bipolar para este tipo de instalaciones. Se utilizarán interruptores en carga de valores comerciales mínimos de 600V – 63A.
- *Sistema de vigilancia de aislamiento:* Instalaremos un sistema de vigilancia continua del aislamiento para prevenir posibles descargas, y capaz de restablecer el servicio una vez producida la falta. Cuando este dispositivo detecta la falta, emite una orden la cual la va a recibir un interruptor de continua para instalaciones fotovoltaicas, que se va a encargar de desconectar el inversor de los paneles solares y cortocircuita la entrada de potencia para prevenir de posibles descargas eléctricas al personal de la instalación y/o mantenimiento.

En la parte de alterna:

- *Interruptor general:* Antes del inversor, colocaremos un interruptor general que nos permita desconectar la instalación en caso de que sea necesario, utilizaremos un interruptor de caja moldeada ya que no existen interruptores modulares que



soporten la corriente de entrada al inversor. De entre los valores comerciales existentes se recomiendan instalar un interruptor de parámetros nominales entre 500 y 750 V, con una intensidad nominal comprendida entre 144.32 y 196 A.

- *Interruptor magnetotérmico:* Es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente eléctrica en un circuito: el magnético y el térmico; el magnético para los cortocircuitos y el térmico para las sobrecargas.
Se instalarán 8 interruptores magnetotérmicos tetrapolares, uno en cada cuadro de protecciones de corriente alterna a la salida de cada inversor, de parámetros nominales de 40 A – 600 V, con una intensidad nominal comprendida entre 36.08 y 59 A.
- *Interruptor diferencial de alta sensibilidad:* Un dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones eléctricas con el fin de proteger a las personas de las derivaciones causadas por faltas de aislamiento entre los conductores activos y tierra o masa de los aparatos. Se instalará en cada cuadro de protecciones de corriente alterna para cada inversor, conectado a la salida de su correspondiente magnetotérmico. En cada armario de protección y medida, se conectará un interruptor automático diferencial general con un tiempo de actuación superior, de modo que, si se produce un disparo, prevalezca el diferencial que interrumpe un único circuito respecto al que interrumpe las líneas de los inversores del generador.

4.1.5.4 Equipo de vigilancia de la instalación

Uno de los aparatos de control más importante de la instalación es un equipo de vigilancia que nos permita conocer en cada momento el estado de la instalación, como son la tensión, la intensidad de cada fase, el $\cos \Phi$, y la potencia de generación.

Generalmente, los analizadores de energía eléctrica disponen de un teclado de programación y tienen la necesidad de tener sus entradas de intensidad conectadas a un pequeño transformador de intensidad ya que la conexión directa dañaría al equipo gravemente.

4.1.5.5 Otras protecciones

- Pararrayos: Es un elemento fundamental para cualquier instalación solar a la intemperie, ya que protegemos a nuestros elementos de la caída de rayos.
- Aislamiento galvánico: Separación de la instalación fotovoltaica y la red de distribución mediante transformador (UNE 60742), integrado en el inversor, en cumplimiento con la normativa vigente.



- Control de armónicos y compatibilidad electromagnética: Control de armónicos y compatibilidad electromagnética según lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 y RBT ITC-BT 40. De ello se encarga el propio inversor.
- Variaciones de tensión y frecuencia en la red: Todos los inversores realizan de forma automática, mediante un relé, la desconexión y conexión de la instalación en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red mediante un programa de software, adecuándose a los valores Real Decreto 1663/2000, no pudiendo ser modificados por el usuario.
- Mínima y máxima tensión: entre 0,85 y 1,1 veces la nominal. Con reconexión automática.
- Mínima y máxima frecuencia: entre 49 Hz y 51 Hz. Con reconexión automática.

4.1.6 Toma de tierra de la instalación

La puesta a tierra tiene por objeto limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería de los equipos eléctricos que se usen.

Según el RD 1663/2000 la toma de tierra se hará siempre sin alterar las condiciones de toma de tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencia de defectos a la red de distribución.

La rigidez dieléctrica de esta separación galvánica será como mínimo de 2500V.

Las masas de la instalación fotovoltaica han de estar conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, así como las masas del resto de suministro.

Se realizará una única toma de tierra conectando directamente a la barra principal de tierra de la instalación, tanto la estructura soporte del generador fotovoltaico, como la borna de puesta a tierra del inversor, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas.

Para la correcta derivación de las faltas o corrientes no deseadas, las líneas de puesta a tierra cumplirán con las siguientes condiciones:

Formar una línea eléctrica continua sin intercalar seccionadores, fusibles o interruptores. Únicamente se podrá instalar un elemento de desconexión manual en los puntos de puesta a tierra que permita medir la resistencia de puesta a tierra.

Toda instalación eléctrica debe disponer de una protección o instalación de tierra diseñada de forma que, en cualquier punto accesible del interior o exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, éstas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto, durante cualquier defecto de la instalación eléctrica.



El sistema de tierra está formado por varios electrodos de cobre en forma de varilla y por el conductor que los une. Dicho conductor, que también será de cobre, tendrá una resistencia mecánica adecuada y ofrecerá una elevada resistencia a la corrosión. Los empalmes y uniones con los electrodos deben de asegurar la unión, y no experimentar excesivos calentamientos en el paso de corriente, ni experimentar corrosión galvánica.

4.1.7 Dimensionado de la estructura soporte

Es la encargada de asegurar un buen anclaje del generador solar, facilitan la instalación de mantenimiento de los paneles a la vez que proporcionan no solo la orientación necesaria, sino también el ángulo de inclinación idóneo para un mejor aprovechamiento de la radiación.

Se emplean perfiles de acero galvanizado o de aluminio para la sujeción y conexionado de los módulos, asegurando un buen contacto eléctrico entre el marco de los módulos y los perfiles de soporte, por seguridad frente a posibles pérdidas de aislamiento en el generador o efectos inducidos por descargas atmosféricas. Además así se consigue una protección anticorrosión, maximizando la vida útil de la estructura, cumpliendo así los requisitos establecidos en el pliego de condiciones.

Los paneles llevan en su parte posterior cuatro taladros de anclaje situados en el marco exterior. Mediante tornillos se unirán estos con carriles de la marca Hilti diseñados para este tipo de aplicaciones. El modelo a utilizar será el MQ 41/3, con longitud de 6 metros.

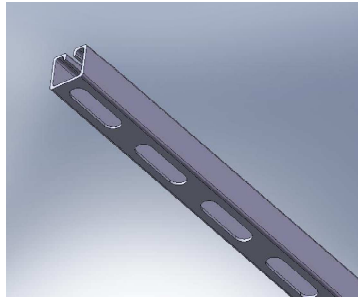


Perfil de carril Hilti mod. MQ 41/3.

Dichos carriles van anclados a las correas de la cubierta mediante unas chapas atornilladas de diseño específico y que se encargarán a medida. Con esto se consigue una gran solidez en la instalación frente a cualquier tipo de carga.



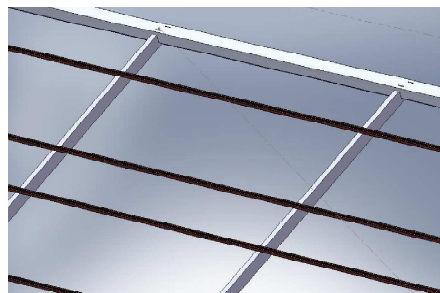
En la figura siguiente podemos ver el modelo tridimensional de los carriles de unión.



Modelo 3D del carril Hilti.

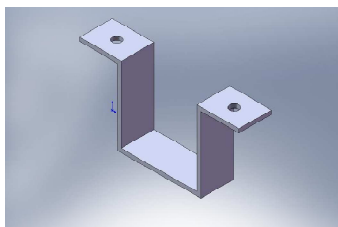
La parte superior permite unir, mediante tornillos con arandelas, los paneles fotovoltaicos al carril, mientras que la inferior tiene zonas taladradas para atornillar las chapas.

La situación de los carriles es la que puede verse en la figura siguiente, perpendiculares a las correas de la cubierta. Puesto que cada carril mide 6 metros, para cada línea se soldarán 18 carriles enteros, de manera que se tenga una sola pieza que recorra los 111 metros de cubierta. El número total de carriles a utilizar será, por tanto, de 324.



Detalle de la estructura con los carriles de unión

La sujeción de los carriles, como se ha dicho anteriormente, se realiza mediante chapas de unión.



Modelo 3D de la chapa de unión

La figura anterior muestra la chapa que se ha diseñado con el fin de sujetar los carriles convenientemente. En los taladros se introducirá un tornillo que se fijará con una tuerca.



4.2 Simulación del sistema fotovoltaico (PVSYST)

Para evaluar el sistema fotovoltaico a conectar a la red utilizaremos un programa diseñado para la simulación y diseño de este tipo de trabajos. Este análisis se realizará con el programa PVSYST v5.0, el cual es un programa desarrollado por el Centro de estudios de problemas energéticos de Génova.

La simulación se realiza fundamentalmente para conocer el comportamiento de la instalación a diseñar, evitando sobredimensionar o subdimensionar el sistema, proyectando sistemas que se aproximan a la realidad.

El método de simulación utilizado en el programa se basa en la realización de balances energéticos horarios a lo largo de un año, realizándose un seguimiento del comportamiento del sistema con el fin de calcular la combinación apropiada para obtener un sistema con la máxima cantidad de energía, en función de la cantidad de módulos fotovoltaicos empleados.

El programa cuenta con una base de datos con diferentes parámetros y datos sobre la irradiación recogida en numerosos lugares del mundo a lo largo de un año, así como una amplia gama de módulos fotovoltaicos y de inversores distintos, organizados por fabricantes o bien por su potencia nominal, con el fin de realizar simulaciones sencillas de nuestra instalación con datos de fabricantes reales.

Además podemos introducir la distancia entre módulos solares, así como la inclinación de la nave y la inclinación de los paneles solares respecto a la horizontal, con lo que obtendremos datos muy reales en cuanto a las pérdidas sufridas en la instalación, tanto por sombreado como por inclinación. En nuestro caso, la inclinación de nuestros paneles solares será de 28° respecto a la horizontal, ángulo que se calcula teniendo en cuenta la latitud del emplazamiento, en este caso 38° , mientras que la distancia entre paneles será de aproximadamente 2.5 metros. Ambas magnitudes las veremos más detalladamente en el apartado de cálculos.

Se realizará una simulación de uno de los 8 subgrupos que componen el generador de 200 kW, es decir de 25 kW, con lo que se tendrá en cuenta estos resultados para analizar la energía generada total de la instalación.

En el programa podemos utilizar numerosas combinaciones de inversores y módulos solares gracias a su gran base de datos. Es nuestra obligación elegir la mejor combinación de las posibles que se ajusten a los requerimientos de nuestra instalación.

Por lo tanto para nuestra instalación se decide elegir 1224 módulos solares, del modelo BP 3165 del fabricante BP Solar, estructurado de la siguiente forma: 8 subgrupos de 17 módulos en serie y 9 en paralelo.

El inversor elegido será el SUNWAY TG 35 800V de 25 kW fabricado por Santerno Electrónica. Necesitaremos 8 inversores.

Esta configuración está calculada igualmente en el apartado de cálculos



Grid system definition , Variant "New comparison variant"

Global System configuration

1 Number of kinds of sub-fields

Global system summary

Nb. of modules	153	Nominal PV Power	25.2 kWp
Module area	193 m²	Maximum PV Power	24.2 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	25.0 kWac

Homogeneous System

Presizing Help

Enter planned power kWp, ... or available area m²

Select the PV module

Sort modules: ☒ Power ☐ Technology ☐ Manufacturer

165 Wp 30V Si-poly BP 3165S BP Solar Photon Maq. 20C

Approx. needed modules: **152** Sizing voltages: Vmpp (60°C) **30.1 V**
Voc (-10°C) **49.3 V**

Select the inverter

Sort inverters by: ☒ Power ☐ Voltage (max) ☐ Manufacturer

25 kW 430 - 760 V 50/60 Hz SUNWAY TG 35-ES - 800V Santerno

Nb. of inverters: ☒ Operating Voltage: **430-760 V** Global Inverter's power: **25.0 kWac**
Input maximum voltage: **880 V**

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: should be between 15 and 17

Nbre strings: between 9 and 12

Overload loss: **0.0 %**

Phom ratio: **1.01**

Nb. modules: 153 Area: 193 m²

Operating conditions

Vmpp (60°C)	512 V
Vmpp (20°C)	613 V
Voc (-10°C)	837 V

Plane irradiance: **1000 W/m²** ☐ Max. in data ☒ STC

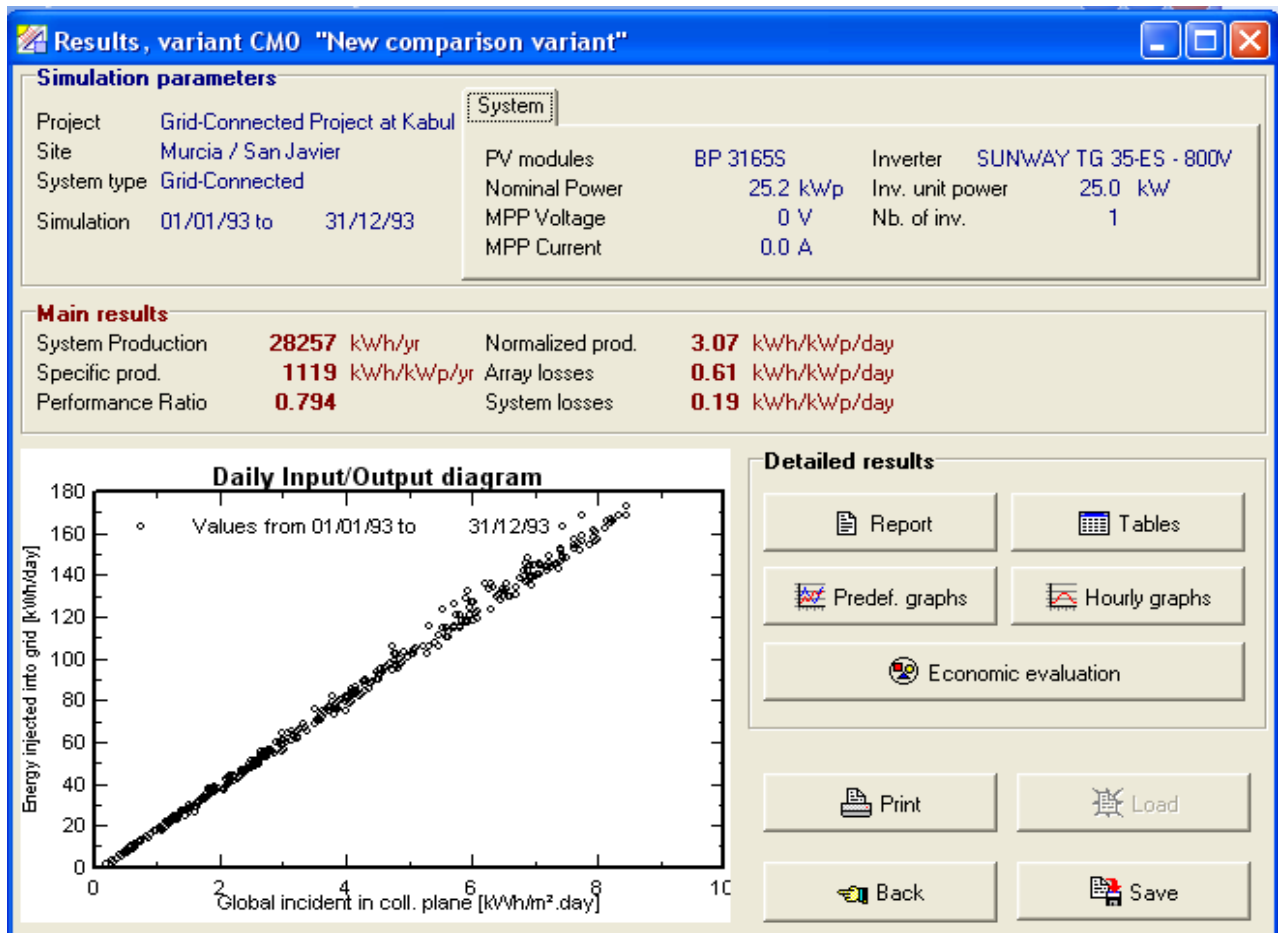
Imp (STC): 42.2 A Max. operating power: **22.7 kW**
Isc (STC): 46.6 A at 1000 W/m² and 50°C

Isc (at STC): 45.9 A **Array nom. Power (STC): 25.2 kWp**

Configuración de la instalación (Imagen PVSYST)

En la imagen anterior procedente del PVSYST podemos observar las características principales de nuestra instalación, en ella vemos que para un subgrupo de 25 kW necesitaremos 153 módulos solares distribuidas de la siguiente manera: 17 filas de módulos de 165 Wp en serie, y 9 en paralelo. Además vemos las principales condiciones de funcionamiento del sistema en cuanto a tensión y corriente, así como la potencia nominal del mismo.

Una vez establecidas todas las condiciones del sistema se procederá a la simulación del mismo.

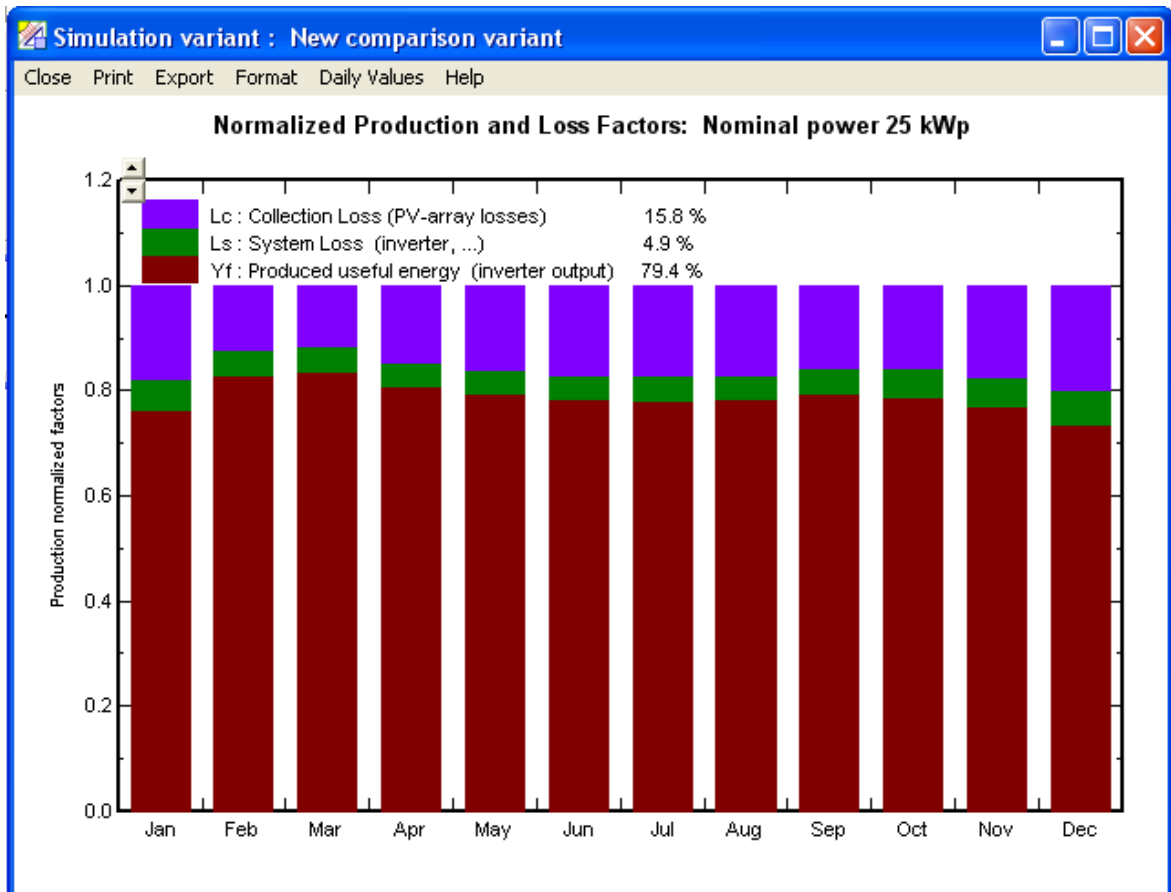


Resultados principales de la simulación (Imagen PVSYST)

- Producción Anual del sistema: 28.257 MW·h/año
- Proporción del rendimiento: 0.794
- Producción normalizada: 3.07 kW·h/kWp/día
- Pérdidas del Generador Fotovoltáico: 0.61 kW·h/kWp/día
- Pérdidas del sistema: 0.19 kW·h/kWp/día

Es importante recordar que los resultados obtenidos están basados en un único subgenerador de 25 kW y no en los 8 de los que se compone la instalación, con lo que deberemos de multiplicar alguno de los resultados obtenidos por el número de subgeneradores de los que dispone la misma, si queremos obtener los valores totales de la instalación.

En los resultados observamos que la producción media anual de unos de los subgeneradores es del 79.4%, esto es debido a que el sistema no es ideal y se producen pérdidas en el rendimiento del mismo. Estas pérdidas son producidas por el generador fotovoltaico y el resto de los elementos de la instalación.



Distribución de la producción y de las pérdidas generadas (Imagen PVSYST)

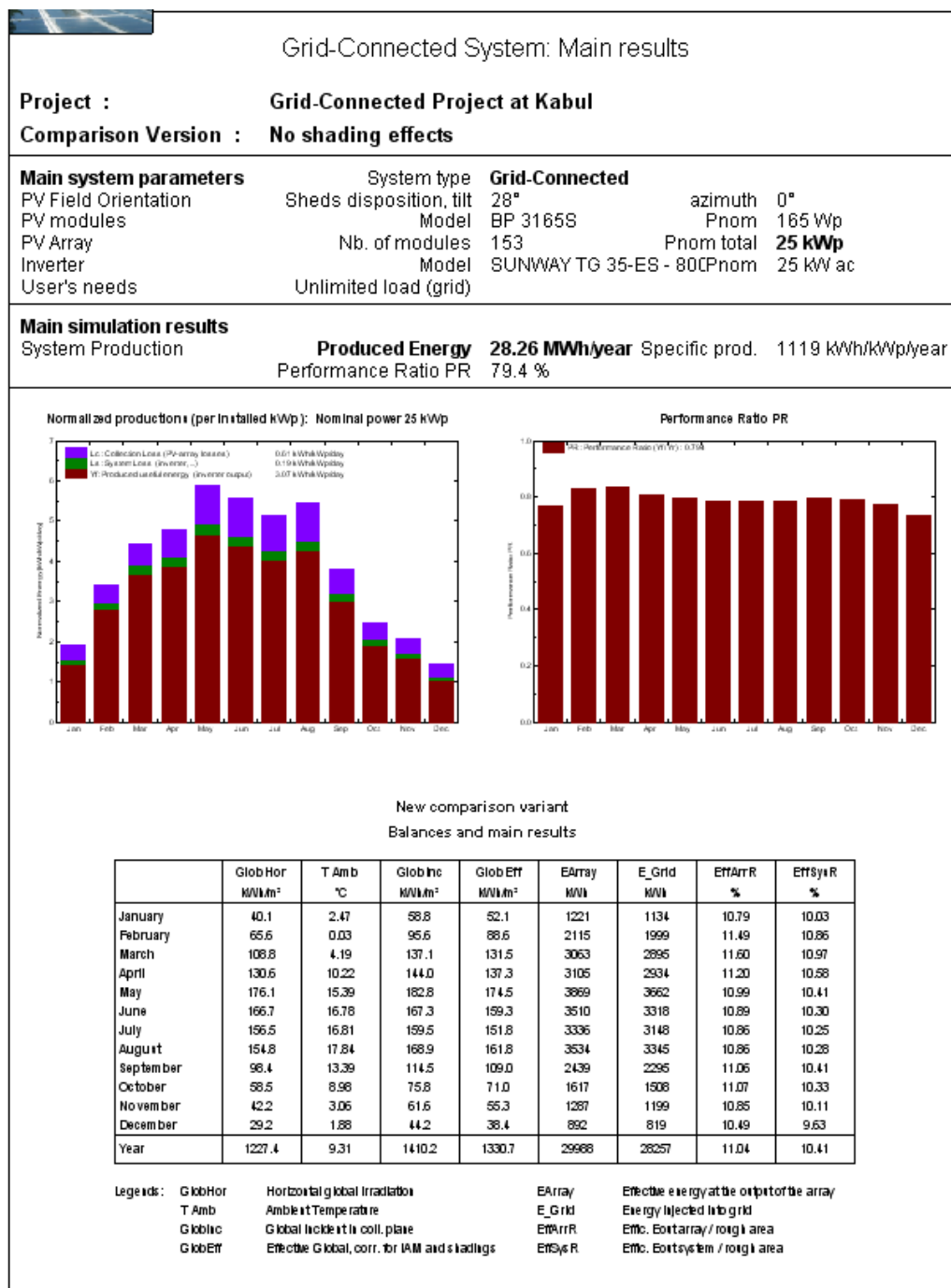
Podemos ver en la gráfica anterior como las pérdidas producidas en el generador fotovoltaico son del 15.8%, mientras que para el resto de los elementos de la instalación son del 4.4%.

A continuación mostramos el informe elaborado por el programa PVSYST para la configuración propuesta, recordando que está basado únicamente en uno de los subgeneradores de 25kW, y que algunos de los resultados pueden estar divididos entre 8, ya que es el número total de subgeneradores de la instalación.



Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Grid-Connected Project at Kabul			
Geographical Site	Chur	Country	Switzerland
Situation	Latitude 46.5°N	Longitude	9.3°E
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	590 m
	Albedo 0.20		
Measured data :	N13-Chur Highway sound Barrier / TNC Consulting AG		
Comparison Version : No shading effects			
	Simulation date 14/10/09 11h28		
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt 28°	Azimuth	0°
sheds	Pitch 2.50 m	Collector width	1.60 m
Inactive band	Top 0.00 m	Bottom	0.00 m
Shading limit angle	Gamma 34.64 °	Occupation Ratio	64.0 %
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	BP 3165S
	Manufacturer	BP Solar	
Number of PV modules	In series	17 modules	In parallel 9 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	153	Unit Nom. Power 165 Wp
Array global power	Nominal (STC)	25 kWp	At operating cond. 23 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	537 V	I mpp 42 A
Total area	Module area	193 m²	
Inverter	Model	SUNWAY TG 35-ES - 800V	
	Manufacturer	Santerno	
Characteristics	Operating Voltage	430-760 V	Unit Nom. Power 25 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind velocity=1 m/s)			45 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	213 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Series Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction 0.1 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Informe del PVSYST donde se muestra la configuración de nuestro subgenerador



Informe del PVSYST donde podemos ver la producción de energía anual y su rendimiento

Como hemos citado anteriormente los resultados de la simulación están basados en un único subgenerador de 25 kW con lo que los resultados obtenidos en la misma han de ser multiplicados por 8, ya que es el número de subgeneradores que dispone la instalación. A continuación mostramos los principales resultados de la simulación obtenida con algo más de detalle.



New comparison variant Balances and main results								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
January	40.1	2.47	58.8	52.1	1221	1134	10.79	10.03
February	65.6	0.03	95.6	88.6	2115	1999	11.49	10.86
March	108.8	4.19	137.1	131.5	3063	2895	11.60	10.97
April	130.6	10.22	144.0	137.3	3105	2934	11.20	10.58
May	176.1	15.39	182.8	174.5	3869	3662	10.99	10.41
June	166.7	16.78	167.3	159.3	3510	3318	10.89	10.30
July	156.5	16.81	159.5	151.8	3336	3148	10.86	10.25
August	154.8	17.84	168.9	161.8	3534	3345	10.86	10.28
September	98.4	13.39	114.5	109.0	2439	2295	11.06	10.41
October	58.5	8.98	75.8	71.0	1617	1508	11.07	10.33
November	42.2	3.06	61.6	55.3	1287	1199	10.85	10.11
December	29.2	1.88	44.2	38.4	892	819	10.49	9.63
Year	1227.4	9.31	1410.2	1330.7	29988	28257	11.04	10.41

Principales resultados obtenidos en la simulación del PVSYS

Donde:

GlobHor	Irradiación global horizontal
T Amb	Temperatura ambiente
GlobInc	Irradiación global incidente sobre el plano de colectores
GlobEff	Irradiación global “efectiva” (corregida con IAM y sombreado)
Earray	Energía efectiva a la salida del campo fotovoltaico (considerando comportamiento del inversor)
EoutInv	Energía disponible a la salida del inversor
EffArrR	Eficiencia del campo fotovoltaico
EffSysR	Eficiencia del sistema

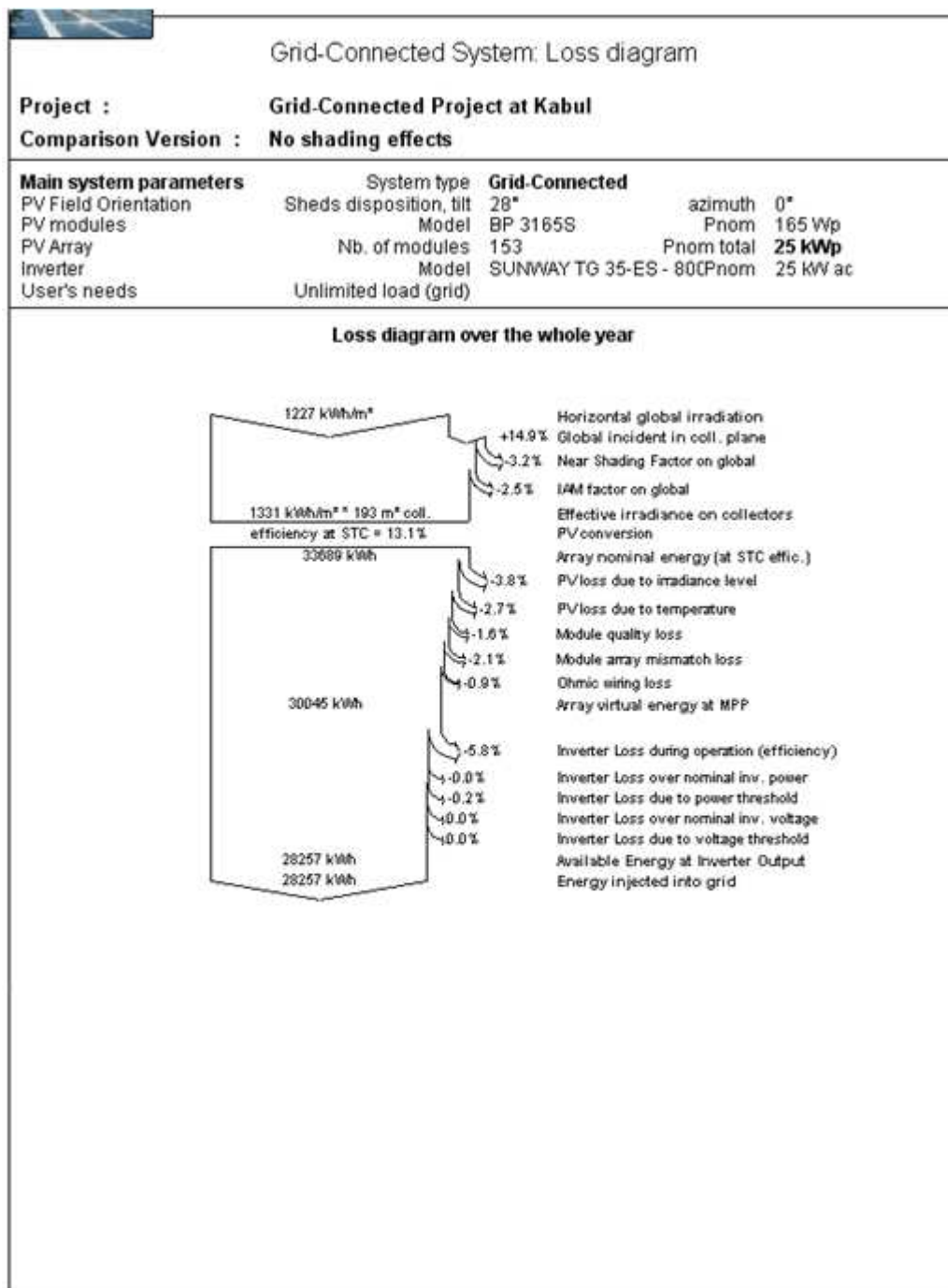
En la anterior tabla podemos ver que la energía total generada en un año por un único subgenerador fotovoltaico es 29988 kW·h, con lo que la energía total generada por la instalación en su totalidad es 239,904 MW·h. Este valor final es el que inyecta a la red, es decir, son los que da el sistema fotovoltaico a la salida de los inversores, en el punto de interconexión con la red.

De acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de Septiembre, vemos que nuestra instalación solar fotovoltaica es del tipo I.2, la cual dispone de una tarifa eléctrica regulada de 0.32 €. Conociendo la cantidad de energía generada a la salida del inversor gracias a la simulación en PVSYS y a los valores de la tarifa eléctrica citados anteriormente es fácil ver que el beneficio anual obtenido en nuestra instalación es de 76.769,28 €. Estos datos los veremos más detallados en la memoria económica que se detalla más adelante.



4.3 Estimación de pérdidas y ratio de producción

El programa PVSYST calcula las pérdidas que se producen en la instalación fotovoltaica de 25kW



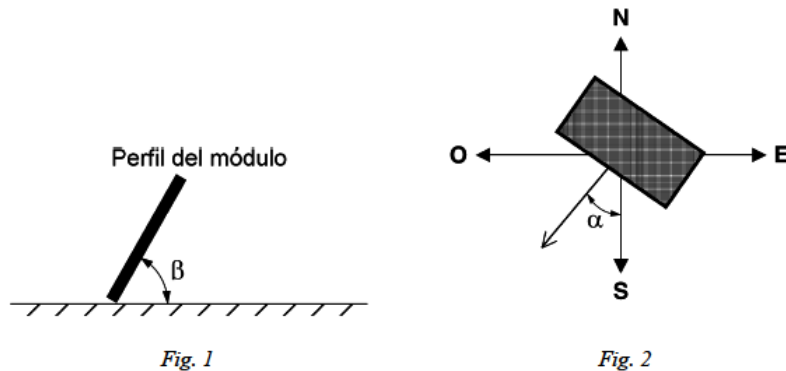
Informe del PVSYST donde observamos las pérdidas en las que incurre el sistema

Existen numerosos factores que hacen que la producción eléctrica real sea menor de la esperada en la situación ideal. Algunos de ellos son:

4.3.1 Orientación de los módulos fotovoltaicos

Al tratarse de un sistema de paneles fijos, la cantidad de radiación solar que los paneles son capaces de captar es menor que si estuvieran perpendiculares a los rayos solares en todo momento. La orientación e inclinación de los módulos ha de optimizarse en función de las necesidades.

Sin embargo, grandes desviaciones en orientación (hasta 20°) e inclinación (hasta 10°) no suponen grandes pérdidas (menores del 5%).



Orientación de los módulos fotovoltaicos

Las pérdidas por este concepto se calculan según la siguiente expresión

$$P = 100 \cdot (1.2 \cdot 10^{-4} (\beta - \Phi + 10)^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \alpha^2)$$

Donde:

P	Pérdidas por inclinación (%)
β	Inclinación del módulo fotovoltaico
Φ	Latitud del lugar
α	Ángulo azimut

4.3.2 Pérdidas por sombreado

Existen diversos métodos para el cálculo de las pérdidas por sombreado, según el pliego de condiciones técnicas del IDEA, se recomienda calcularlas a partir de un perfil de obstáculos que afecten a la superficie del generador fotovoltaico. El hecho de que se produzcan sombras debido a árboles o edificios cercanos sí podría originar grandes pérdidas de rendimiento, aunque en este proyecto las hemos desestimado.

4.3.3 Ratio de producción

El ratio de producción es un factor de rendimiento que considera las pérdidas energéticas asociadas a la conversión CC/CA y al hecho de que el rendimiento de las células solares es inferior al que indica el valor de su potencia nominal, debido a que la temperatura de operación suele ser notablemente superior a 25 °C.



La eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo depende de:

- Dependencia de eficiencia con la temperatura
- Eficiencia del cableado
- Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- Eficiencia energética del inversor
- Otros

4.3.3.1 Pérdidas por temperatura

El exceso de temperatura afecta negativamente a la potencia generada. Dicho efecto se suele traducir en pérdidas del 4% por cada 10 °C de incremento respecto de la temperatura en condiciones estándar, 25 °C. Cabe resaltar que un módulo fotovoltaico puede alcanzar los 70 °C en función de la irradiancia y la temperatura ambiente. Para calcular la temperatura de operación de las células utilizaremos la temperatura ambiente máxima media de cada mes y la radiación media mensual al mediodía.

4.3.3.2 Pérdidas en el cableado

Se producen básicamente por efecto Joule y dependen de las secciones y longitudes de cable empleados.

Normalmente las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son muy largos y se opera a baja tensión en corriente continua. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo para la parte de corriente continua es del 1.5%, mientras que para la parte de corriente alterna es del 2%, con lo que tomaremos unas pérdidas totales en el cableado del 2% de la potencia total instalada.

4.3.3.3 Pérdidas por suciedad de los paneles

Si se acumula una cantidad excesiva de suciedad debido a una falta de mantenimiento o a una frecuencia de lluvias insuficiente, se puede dejar de producir entre un 4 y un 15% de la energía. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los paneles y de la cercanía de la instalación a obras, carreteras etc. Una causa muy común de pérdidas ocurre cuando los módulos fotovoltaicos que tienen marco disponen de células solares muy cercanas al marco situado en la parte inferior del marco donde se acumula la suciedad. Otras veces es la propia estructura soporte de los módulos la que sobresale de los mismos y actúa como retenes de polvo.



4.3.3.4 Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia

La máxima potencia que el generador puede entregar es más baja que la suma de las máximas potencias de salida de los módulos constituyentes. Esta diferencia es llamada dispersión de parámetros y constituyen las pérdidas por dispersión. Los cálculos se describen o se basan en la presunción de que todas las células y módulos de un generador fotovoltaico son iguales, y trabajan en las mismas condiciones de operación, pero en realidad no es del todo cierto. Las células y los módulos nunca son iguales debido a la natural dispersión de parámetros, propia de cualquier proceso de fabricación.

4.3.3.5 Rendimiento del inversor y consumo nocturno (en espera)

La transformación de energía no es perfecta, por lo que se producen pérdidas. Los inversores usados presentan rendimientos mayores del 96% y consumos nocturnos nulos. El valor del rendimiento del inversor varía según el fabricante y el tipo de inversor y será un dato proporcionado por el propio fabricante.

4.3.3.6 Autoconsumos

Los reguladores de carga (inversores) presentan un determinado autoconsumo de entre 5 y 25 mA. Esto se suele incluir en las pérdidas relativas al rendimiento del inversor.

4.4 Cálculos

4.4.1 Dimensionado del subgenerador fotovoltaico

4.4.1.1 Número máximo de módulos por ramal

El valor máximo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura del módulo mínima corresponde con una temperatura ambiente mínima, que definimos como -5°C y una irradiancia mínima de 100 W/m², ya que son los valores usados habitualmente para este tipo de cálculos.

La temperatura del módulo en estas condiciones se consigue mediante la siguiente expresión:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I$$

Donde:

T_p	Temperatura del módulo (°C)
T_a	Temperatura ambiente (-5 °C)
T_{ONC}	Temperatura nominal de funcionamiento de la célula (47 °C)
I	Irradiancia (100 W/m ²)



Introduciendo nuestros valores en la expresión y sustituyendo obtenemos un valor de:

$$\text{Temperatura del módulo } T_p = -1.625 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Por otra parte, sabemos que la tensión en circuito abierto del generador fotovoltaico debe ser siempre inferior a la tensión máxima de entrada al inversor, ya que si por algún motivo el inversor se para se puede dar una tensión en circuito abierto que impida que el inversor arranque.

Es por la razón anterior por lo que el número de módulos por ramal conectados en serie se calcula mediante el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión en circuito abierto del módulo a la temperatura mínima.

Para determinar la tensión a circuito abierto del módulo a la temperatura mínima del módulo utilizamos la siguiente expresión:

$$U_{ca(Tmin)} = U_{ca(STC)} - [(25 \text{ }^{\circ}\text{C} - T_p) \cdot \Delta U]$$

Donde:

U_{ca} Tensión de circuito abierto del módulo
 ΔU Variación de la tensión ($\text{V}/^{\circ}\text{C}$)

Según podemos observar en las hojas de especificaciones del módulo el valor de $U_{ca(STC)}$ es 44.2V, mientras que la variación de la tensión es de -0.160V/K.

Por lo tanto el sustituyendo en la expresión anterior obtenemos un valor de:

$$\text{Tensión de circuito abierto a la temperatura mínima } U_{ca} = 48.46\text{V.}$$

El número máximo de módulos por ramal es por tanto:

$$n_{\text{máx}} = \frac{U_{\text{máx (INV)}}}{U_{ca(Tmin)}}$$

Donde:

$U_{\text{máx}}$ Valor de tensión máxima de entrada al inversor (V)
 U_{ca} Valor de la tensión en circuito abierto a la temperatura mínima (V)

Si buscamos el valor máximo de entrada de nuestro inversor en las hojas de características vemos que dicho valor es de 880V, con lo que sustituyendo en la expresión anterior obtenemos 18.15 módulos, los cuales los ajustamos a 18 para asegurarnos que no superamos el valor de la tensión máxima de entrada al inversor.

$$\text{Número máximo de módulos por ramal } N_{\text{máx}} = 18 \text{ módulos}$$



4.4.1.2 Número mínimo de módulos por ramal

Cuando la tensión en el punto de máxima potencia del generador está por debajo de la tensión de entrada mínima del inversor, éste no será capaz de seguir el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico o incluso, en el peor de los casos, puede que se apague.

El número mínimo de módulos por ramal viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor y la tensión en el punto de máxima potencia del módulo a una temperatura aproximada de 70 °C.

$$n_{\text{máx}} = \frac{U_{\text{PMP (INV)}}}{U_{\text{PMP (Tmáx)}}}$$

Donde:

n_{min}	Número mínimo de módulos en serie por ramal
U_{PMP}	Tensión mínima de entrada al inversor en PMP (V)
$U_{\text{PMP (Tmax)}}$	Tensión de máxima potencia del módulo a 70 °C

El valor de $U_{\text{PMP (Tmax)}}$ se calcula de la siguiente manera:

$$U_{\text{PMP (Tmax)}} = U_{\text{PMP (STC)}} - [(T_{\text{módulo}} - 25^{\circ}\text{C}) \cdot \Delta U]$$

Sustituyendo los valores en la expresión anterior a partir de los datos que nos dan los fabricantes del inversor y de los módulos deducimos:

Tensión de máxima potencia del módulo $U_{\text{PMP (Tmáx)}} = 28.0 \text{ V}$

Y sabiendo que el valor de $U_{\text{máx (INV)}}$ es 430V obtenemos un total de:

Número mínimo de módulos por ramal $N_{\text{min}} = 15 \text{ módulos}$

4.4.1.3 Número de ramales en paralelo

El número de ramales en paralelo se determina mediante la expresión:

$$n_{\text{max}} = \frac{P_{\text{PMP,fov}}}{P_{\text{PMP,ramal}}}$$

Donde:

$P_{\text{PMP,fov}}$	Potencia pico del generador
$P_{\text{PMP,ramal}}$	Potencia pico de un ramal



Sabemos que el número de módulos en serie por ramal estará comprendido entre 15 y 18, para nuestra instalación utilizaremos un total de 17 módulos en serie por ramal.

Por lo tanto la potencia $P_{PMP, \text{ramal}} = 17 \text{ módulos} \cdot 165 \text{ (W/módulo)} = 2805W$

Como podemos ver en la simulación con PVSYST la potencia pico de cada subgrupo es de 25.245kW con lo que si despejamos en la expresión anterior obtenemos un total de 9 ramales en paralelo.

$$\text{Número de ramales en paralelo } N_{\text{ramales}} = 9$$

El número de ramales en paralelo además debe cumplir que:

$$N_{\text{ramales}} \cdot I_{cc, \text{ramal}} \leq I_{\text{máx}, \text{inversor}}$$

Donde:

$I_{cc, \text{ramal}}$ Corriente de cortocircuito máxima por un ramal
 $I_{\text{máx}, \text{inversor}}$ Corriente máxima admisible de entrada del inversor

La corriente de cortocircuito máxima de cada ramal se produce cuando el módulo trabaja a la temperatura máxima (70 °C), y se calcula mediante a variación de intensidad respecto a la temperatura:

$$I_{cc, \text{ramal}(70^\circ\text{C})} = I_{cc, \text{ramal}(\text{STC})} + (T_{\text{máx}} - 25^\circ\text{C} \cdot \Delta I)$$

Donde:

ΔI Variación de intensidad respecto a la temperatura (A/°C)

Para nuestros módulos, la intensidad de cortocircuito máxima es de 5.10A y la variación de la corriente respecto de la temperatura es 0.00306 A/°C obteniendo una intensidad de ramal a la temperatura máxima de:

$$\text{Corriente de cada ramal a la temperatura máxima de } 70^\circ\text{C} \quad I_{cc, \text{ramal}(70^\circ\text{C})} = 5.23A$$

Introduciendo este valor en la expresión $N_{\text{ramales}} \cdot I_{cc, \text{ramal}} \leq I_{\text{máx}, \text{inversor}}$ y el valor de la corriente máxima de entrada del inversor, el cual lo encontramos en las hojas de características del mismo, obtenemos:

$9 \text{ ramales} \cdot 5.23 \text{ A} \leq 60.6 \text{ A}$; con lo que vemos que se cumple, ya que estamos dentro de los valores admisibles.



4.4.1.4 Cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los paneles solares

El sol se desplaza en el cielo de este a oeste. Los paneles solares alcanzan su máxima efectividad cuando están orientados hacia el sol, en un ángulo perpendicular con éste a mediodía. Por lo general, los paneles solares son colocados sobre un techo o una estructura y tienen una posición fija; no pueden seguir la trayectoria del sol en el cielo. Por lo tanto, no estarán orientados hacia el astro con un ángulo óptimo (90 grados) durante toda la jornada. El ángulo entre el plano horizontal y el panel solar se denomina ángulo de inclinación.

Debido al movimiento terrestre alrededor del sol, existen también variaciones estacionales. En invierno, el sol no alcanzará el mismo ángulo que en verano. Idealmente, en verano los paneles solares deberían ser colocados en posición ligeramente más horizontal para aprovechar al máximo la luz solar. Sin embargo, los mismos paneles no estarán, entonces, en posición óptima para el sol del invierno.

Con el propósito de alcanzar un mejor rendimiento anual promedio, los paneles solares deberán ser instalados en un ángulo fijo, determinado en algún punto entre los ángulos óptimos para el verano y para el invierno. Cada latitud presenta un ángulo de inclinación óptimo. Los paneles deben colocarse en posición horizontal únicamente en zonas cercanas al ecuador.

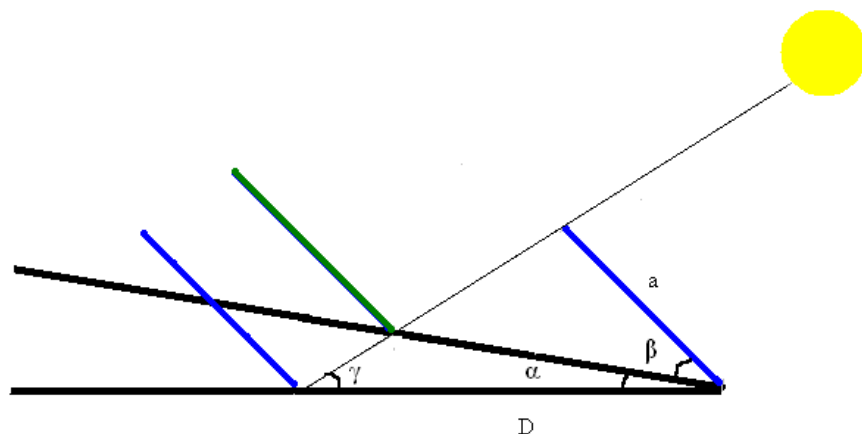
En el hemisferio Norte, la orientación de los generadores solares ha de ser hacia el Sur, y el ángulo de los paneles solares, suele ser 10° menos de su latitud. Para el caso que nos ocupa:

$$\beta_{\text{opt}} = \Phi - 10^\circ = 38 - 10 = 28^\circ$$

4.4.1.5 Cálculo de la distancia entre filas

El motivo de que se calcule la distancia mínima entre las filas de paneles es para minimizar las pérdidas por sombras que generan los propios módulos fotovoltaicos entre sí.

A continuación mostramos una figura con el fin de poder entender mejor la influencia de las sombras provocadas por los paneles solares:



Esquema para el cálculo de la distancias entre filas de módulos



Donde:

a	Longitud del módulo, en nuestro caso colocado en vertical
D	Distancia entre filas de paneles
α	Ángulo de inclinación de la cubierta
β	Ángulo de inclinación de los paneles
γ	Ángulo de incidencia del sol

Teniendo en cuenta la trigonometría del esquema anterior, podemos deducir que la distancia mínima entre filas viene determinada por la expresión:

$$D = a \left[(\beta - \alpha) + \frac{\text{sen}(\beta - \alpha)}{\text{tang}(\gamma + \alpha)} \right]$$

Para nuestra instalación diremos que los valores de los parámetros anteriores son los siguientes:

$$\begin{aligned} a &= 1.593 \text{ m} \\ \alpha &= 10.83^\circ \\ \beta &= 28^\circ \\ \gamma &= 28.5 \end{aligned}$$

El valor de γ viene determinado por la expresión $\gamma = 90 - \text{latitud} - 23.5$, donde el 23.5 representa el ángulo de mínima incidencia de radiación solar, producido el día 21 de Diciembre y coincidiendo con la llegada del Invierno y con el fin de aprovechar al menos 4 horas de radiación solar diarias, según establece el IDAE

Sustituyendo en la expresión anterior, y teniendo en cuenta los datos anteriores obtenemos una distancia mínima entre paneles de 2.09 m. Dicho valor lo ampliaremos hasta 2.5 m ya que disponemos de cubierta suficiente y con el fin de minimizar las pérdidas por sombreado.

Separación entre filas D = 2.5m

4.4.2. Dimensionado de los conductores

Para obtener la sección necesaria de los cables que usaremos en nuestra instalación seguiremos las especificaciones que se recogen en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Los criterios en los que se basará la utilización de una sección o de otra son los siguientes:

- El conductor deberá de soportar una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente que pueda circular por él.
- La caída de tensión producida en el cable al circular la corriente máxima a través de él ha de ser inferior al valor especificado al valor especificado en el pliego de condiciones técnicas.



Salvo que se especifique lo contrario, utilizaremos conductores unipolares de cobre, con aislamiento de PVC.

Para el cálculo de la caída de tensión máxima se tomarán los valores aconsejados recogidos por el IDAE en el pliego de condiciones técnicas.

La sección del conductor, por lo tanto, se dimensionará teniendo en cuenta estos 2 criterios y sin olvidarnos de aplicar los diferentes factores de corrección establecidos por el REBT (temperatura ambiente, canalización, agrupaciones de cables, etc.).

Colocaremos a la salida de cada ramal un fusible ajustado a un valor de 1.3 veces la corriente nominal con el fin de que no circule corriente proveniente de otros ramales.

4.4.2.1 Dimensionado del cableado de los ramales

En el cálculo de secciones tomaremos la máxima caída de tensión la que exista entre el generador fotovoltaico y la entrada al inversor, en el caso que se nos presenta será de 1.5% y utilizaremos la siguiente expresión.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc(STC)}}{1.5\% \cdot U_{PMP(STC)} \cdot C}$$

Donde:

L	Longitud del cable (m)
I _{cc}	Corriente de cortocircuito del ramal (A)
U _{PMP}	Tensión del ramal (V)
C	Conductividad del cobre (56 m/Ω·mm ²)

A efectos de cálculo tomaremos como longitud del cable, la distancia entre el módulo más alejado de cada subgrupo y su correspondiente caja de conexión.

Para escoger el tipo adecuado de cable para nuestra instalación debemos de consultar el REBT (ITC-BT-19), donde podemos ver un cuadro resumen sobre los diferentes tipos de cables.

A continuación se muestra la tabla citada anteriormente con las intensidades admisibles al aire a 40 °C, así como la gama de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.



A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes.	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra.				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial y empotrados en obra.			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR		
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3D						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D.							3x PVC			3x XLPE o EPR
G		Cables unipolares separados mínimo D.									3x PVC	3x XLPE o EPR
Cobre	mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	205
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
	70				149	160	171	188	202	224	244	321
	95				180	194	207	230	245	271	296	391
	120				208	225	240	267	284	314	348	455
	150				236	260	278	310	338	363	404	525
	185				268	297	317	354	386	415	464	601
	240				315	350	374	419	455	490	552	711
300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Intensidades admisibles (A) al aire 40° C n° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento (REBT)

Para el caso que nos ocupa utilizaremos cables unipolares separados un mínimo del diámetro del mismo con aislamiento en PVC (G-9).

La tensión de línea de los ramales se calcula teniendo en cuenta la tensión de potencia máxima del ramal. Si observamos las características del módulo utilizado vemos que su tensión a la potencia máxima es: $U_{PMP} = 35.2V$, con lo que la tensión de cada ramal se obtiene de la expresión:

$$U_{ramal} = 17 \text{ módulos} \cdot 35.2V = 598.4 V$$



Para calcular la corriente máxima admisible de nuestro conductor utilizaremos la siguiente expresión:

$$I_{\max, \text{ramal}} = \frac{1.3 \cdot I_{cc(\text{STC})}}{F_T}$$

Para el cálculo de la intensidad admisible se considerará una temperatura máxima de servicio de 40 °C, con lo que el factor de corrección por temperatura es igual a 1.

Circuitos 1 a 8

$I_{cc(\text{STC})}$	5.1 A
L	33 m
U_{PMP}	598.4 V
ΔU	1.5 %
C	56 m/Ω·mm ²

$$I_{\max, \text{ramal}} = \frac{1.3 \cdot I_{cc(\text{STC})}}{F_T} = \frac{1.3 \cdot 5.1}{1} = 6.63 \text{ A}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc(\text{STC})}}{1.5\% \cdot U_{\text{PMP}(\text{STC})} \cdot C} = \frac{2 \cdot 33 \cdot 5.1}{1.5\% \cdot 598.4 \cdot 56} = 0.669 \text{ mm}^2$$

Por reglamento se define que la sección mínima de los cables sea de 6 mm² capaz de soportar una intensidad máxima de 49 A.

4.4.2.2 Dimensionado del cable principal de corriente continua

Al igual que el cableado entre los ramales, el cableado de la parte de corriente continua debe soportar la corriente máxima producida en el generador fotovoltaico y la caída máxima de tensión admisible.

A efectos de cálculo, se tomará como longitud del cable la distancia desde cada caja de conexionado, ubicada a 3 metros de altura, hasta el inversor correspondiente a cada circuito.

Utilizaremos cables unipolares aislados en tubos en montaje superficial aislados en PVC con 2 conductores (B-5).

La tensión de línea es la misma que la tensión en los ramales, por encontrarse estos en paralelo, mientras que la intensidad de cortocircuito se obtiene al sumar las corrientes procedentes de cada ramal, por lo tanto:

$$I_{CC(\text{STC})} = 9 \text{ ramales} \cdot 5.1 \text{ A} = 45.9 \text{ A}$$

**Circuito 1**

$I_{cc} (STC)$	45.9 A
L	88 m
U_{PMP}	598.4 V
ΔU	1.5 %
C	56 m/ $\Omega \cdot mm^2$

Criterio de intensidad máxima

$$I_{max,ramal} = \frac{1.3 \cdot I_{cc(STC)}}{F_T} = \frac{1.3 \cdot 45.9}{1} = 59.67 \text{ A}$$

$S = 16 \text{ mm}^2$ capaz de soportar una intensidad máxima de 66 A

Criterio de caída de tensión máxima

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc(STC)}}{1.5\% \cdot U_{PMP(STC)} \cdot C} = \frac{2 \cdot 88 \cdot 59.67}{1.5\% \cdot 598.4 \cdot 56} = 20.892 \text{ mm}^2 \rightarrow 25 \text{ mm}^2$$

$S = 25 \text{ mm}^2$ capaz de soportar una intensidad máxima de 84 A, con lo que es más restrictivo el criterio de caída de tensión, con lo que utilizaremos cable de sección:
 $S = 25 \text{ mm}^2$

Circuito 2

$I_{cc} (STC)$	45.9 A
L	75 m
U_{PMP}	598.4 V
ΔU	1.5 %
C	56 m/ $\Omega \cdot mm^2$

Criterio de intensidad máxima

$$I_{max,ramal} = \frac{1.3 \cdot I_{cc(STC)}}{F_T} = \frac{1.3 \cdot 45.9}{1} = 59.67 \text{ A}$$

$S = 16 \text{ mm}^2$ capaz de soportar una intensidad máxima de 66 A

Criterio de caída de tensión

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc(STC)}}{1.5\% \cdot U_{PMP(STC)} \cdot C} = \frac{2 \cdot 75 \cdot 59.67}{1.5\% \cdot 598.4 \cdot 56} = 17.806 \text{ mm}^2 \rightarrow 25 \text{ mm}^2$$



$S = 25 \text{ mm}^2$ capaz de soportar una intensidad máxima de 84 A, con lo que es más restrictivo el criterio de caída de tensión, con lo que utilizaremos cable de sección:
 $S = 25 \text{ mm}^2$

Circuito 3

$I_{cc} \text{ (STC)}$	45.9 A
L	62 m
U_{PMP}	598.4 V
ΔU	1.5 %
C	56 m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$

Criterio de intensidad máxima

$$I_{\text{max,ramal}} = \frac{1.3 \cdot I_{cc(\text{STC})}}{F_T} = \frac{1.3 \cdot 45.9}{1} = 59.67 \text{ A}$$

$S = 16 \text{ mm}^2$ capaz de soportar una intensidad máxima de 66 A

Criterio de caída de tensión máxima

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc(\text{STC})}}{1.5\% \cdot U_{PMP(\text{STC})} \cdot C} = \frac{2 \cdot 62 \cdot 59.67}{1.5\% \cdot 598.4 \cdot 56} = 14.719 \text{ mm}^2 \rightarrow 16 \text{ mm}^2$$

$S = 16 \text{ mm}^2$ capaz de soportar una intensidad máxima de 66 A, con lo que utilizaremos cable de 16 mm²

Circuito 4

$I_{cc} \text{ (STC)}$	45.9 A
L	49 m
U_{PMP}	598.4 V
ΔU	1.5 %
C	56 m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$

Criterio de intensidad máxima

$$I_{\text{max,ramal}} = \frac{1.3 \cdot I_{cc(\text{STC})}}{F_T} = \frac{1.3 \cdot 45.9}{1} = 59.67 \text{ A}$$

$S = 16 \text{ mm}^2$ capaz de soportar una intensidad máxima de 66 A

Criterio de caída de tensión máxima

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc(STC)}}{1.5\% \cdot U_{PMP(STC)} \cdot C} = \frac{2 \cdot 49 \cdot 59.67}{1.5\% \cdot 598.4 \cdot 56} = 11.63 \text{ mm}^2 \rightarrow 16 \text{ mm}^2$$

$S = 16 \text{ mm}^2$ capaz de soportar una intensidad máxima de 66 A, con lo que utilizaremos cable de 16 mm^2

Circuito 5

$I_{cc(STC)}$	45.9 A
L	36 m
U_{PMP}	598.4 V
ΔU	1.5 %
C	56 m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$

Criterio de intensidad máxima

$$I_{\text{max,ramal}} = \frac{1.3 \cdot I_{cc(STC)}}{F_T} = \frac{1.3 \cdot 45.9}{1} = 59.67 \text{ A}$$

$S = 16 \text{ mm}^2$ capaz de soportar una intensidad máxima de 66 A

Criterio de caída de tensión máxima

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc(STC)}}{1.5\% \cdot U_{PMP(STC)} \cdot C} = \frac{2 \cdot 36 \cdot 59.67}{1.5\% \cdot 598.4 \cdot 56} = 8.54 \text{ mm}^2 \rightarrow 10 \text{ mm}^2$$

$S = 10 \text{ mm}^2$ capaz de soportar 50 A, con lo que es más restrictivo el criterio de intensidad máxima admisible, con lo que la sección a emplear es $S = 16 \text{ mm}^2$

Circuito 6

$I_{cc(STC)}$	45.9 A
L	23 m
U_{PMP}	598.4 V
ΔU	1.5 %
C	56 m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$

Criterio de intensidad máxima

$$I_{\text{max,ramal}} = \frac{1.3 \cdot I_{cc(STC)}}{F_T} = \frac{1.3 \cdot 45.9}{1} = 59.67 \text{ A}$$

$S = 16 \text{ mm}^2$ capaz de soportar una intensidad máxima de 66 A

Criterio de caída de tensión máxima

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc(StC)}}{1.5\% \cdot U_{PMP(StC)} \cdot C} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 59.67}{1.5\% \cdot 598.4 \cdot 56} = 5.46 \text{ mm}^2 \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$S = 6 \text{ mm}^2$ capaz de soportar 36 A, con lo que es más restrictivo el criterio de intensidad máxima admisible, con lo que la sección a emplear es $S = 16 \text{ mm}^2$

Circuitos 7 y 8

$I_{cc(StC)}$	45.9 A
L	10 m
U_{PMP}	598.4 V
ΔU	1.5 %
C	56 m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$

Criterio de intensidad máxima

$$I_{\text{max,ramal}} = \frac{1.3 \cdot I_{cc(StC)}}{F_T} = \frac{1.3 \cdot 45.9}{1} = 59.67 \text{ A}$$

$S = 16 \text{ mm}^2$ capaz de soportar una intensidad máxima de 66 A

Criterio de caída de tensión máxima

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc(StC)}}{1.5\% \cdot U_{PMP(StC)} \cdot C} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 59.67}{1.5\% \cdot 598.4 \cdot 56} = 2.37 \text{ mm}^2 \rightarrow 2.5 \text{ mm}^2$$

$S = 2.5 \text{ mm}^2$ capaz de soportar 21 A, con lo que es más restrictivo el criterio de intensidad máxima admisible, con lo que la sección a emplear es $S = 16 \text{ mm}^2$

Como hemos podido observar tenemos 2 tipos de secciones distintas para nuestros cables del circuito principal de corriente continua, de 16 mm^2 y de 25 mm^2 , con lo que para hacer uniforme la instalación utilizaremos cables de 25 mm^2 en todos los circuitos, ya que así disminuirémos las caídas de tensión y las pérdidas en el cableado.

4.4.2.3 Dimensionado del cableado de corriente alterna

Para el dimensionado de este tipo de cableado dividiremos nuestra instalación de corriente alterna en 2 tramos, el primero irá comprendido entre el inversor y el cuadro de protecciones y el segundo entre el cuadro de protecciones y el centro de transformación. A su vez dividiremos nuestra instalación en 2 partes iguales donde el cableado de los inversores correspondientes a los subgrupos 1, 2, 3 y 4 irán a una caja de protección y el resto irán a otra, con el fin de limitar la corriente circulante hasta el centro de transformación.



Para el tramo entre el inversor y el cuadro de protecciones escogeremos secciones de cable comerciales unipolares aislados en PVC (instalación trifásica) en tubos en montaje superficial (B-4), establecido en el REBT (ITC-BT-19).

Por su parte, para el tramo comprendido entre el cuadro de protecciones y el centro de transformación, escogeremos las secciones de cable comerciales aplicando las tablas del REBT (ITC-BT-07) para redes subterráneas de distribución, para una terna de cables unipolares aislados en PVC enterrados en canalizaciones entubadas, y aplicándoles un factor de corrección por estar enterrados bajo tubo de 0.8. La temperatura de utilización será de 40 °C con lo que el factor de corrección por temperatura será nuevamente de 1.

A efectos de cálculo se considerará la longitud del primer tramo como la distancia entre el inversor más alejado y el cuadro de protecciones, mientras que la longitud del segundo tramos corresponde a la distancia más alejada entre el cuadro de protección y el centro de transformación

La tensión e intensidad de la línea estará determinada por los valores de salida de los inversores.

En el caso que nos ocupa la tensión de salida del inversor y según sus hojas de características es de 400 V mientras que la intensidad la calculamos a partir de los valores de potencia esperada, tensión y factor de potencia.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 36.08 \text{ A}$$

Circuitos Inversor – Cuadro de protecciones

$I_{cc} \text{ (STC)}$	36.08 A
L	7 m
U_{PMP}	400 V
ΔU	2 %
C	56 m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$

Criterio de intensidad máxima

$$I_{\text{max,ramal}} = \frac{1.3 \cdot I_{cc(\text{STC})}}{F_T} = \frac{1.3 \cdot 36.08}{1} = 46.904 \text{ A}$$

$S = 16 \text{ mm}^2$, capaz de soportar una intensidad máxima de 59 A

Criterio de caída de tensión máxima

A diferencia que en otros conductores, la caída de tensión máxima para este tipo de cableado es del 2%.



$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{n(INV)} \cdot \cos \varphi}{2\% \cdot U_{PMP(STC)} \cdot C} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7 \cdot 36.08 \cdot 1}{2\% \cdot 400 \cdot 56} = 0.976 \text{ mm}^2 \rightarrow 1.5 \text{ mm}^2$$

$S = 1.5 \text{ mm}^2$ capaz de soportar 13.5 A, con lo que es más restrictivo el criterio de intensidad máxima admisible, con lo que la sección a emplear es $S = 16 \text{ mm}^2$

Circuitos Cuadro de protecciones – Centro de transformación

$I_{cc} (STC)$	36.08 A
L	130 m
U_{PMP}	400 V
ΔU	2 %
C	56 m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$

Criterio de intensidad máxima

La corriente circulante por los 4 circuitos que llegan al Centro de transformación es:

$$I_n = 4 \text{ circuitos} \cdot 36.08 = 144.32 \text{ A}$$

$$I_{\text{max,ramal}} = \frac{1.3 \cdot I_{cc(STC)}}{F_T \cdot F_{TUBO}} = \frac{1.3 \cdot 144.32}{1 \cdot 0.8} = 234.52 \text{ A}$$

$S = 70 \text{ mm}^2$ capaz de soportar una intensidad máxima de 245 A

Criterio de caída de tensión máxima

A diferencia que en otros conductores, la caída de tensión máxima para este tipo de cableado es del 2%.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{n(INV)} \cdot \cos \varphi}{2\% \cdot U_{PMP(STC)} \cdot C} = \frac{\sqrt{3} \cdot 130 \cdot 144.32 \cdot 1}{2\% \cdot 400 \cdot 56} = 72.535 \text{ mm}^2 \rightarrow 95 \text{ mm}^2$$

$S = 95 \text{ mm}^2$ capaz de soportar 290 A, con lo que es más restrictivo el criterio de caída de tensión máxima admisible, con lo que la sección a emplear es $S = 95 \text{ mm}^2$

En la siguiente tabla se muestran las intensidades máximas admisibles, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).



SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1)(2)		
	TIPO DE AISLAMIENTO		
	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63
10	96	94	85
16	125	120	110
25	160	155	140
35	190	185	170
50	230	225	200
70	280	270	245
95	325	325	290
120	380	372	335
150	425	415	370
185	480	470	420
240	550	540	485
300	620	610	550
400	705	690	615
500	790	775	685
630	885	870	770

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (REBT)

4.4.3 Dimensionado de las protecciones

4.4.3.1 Protecciones de corriente continua

Fusibles

Para proteger los ramales contra cortocircuitos y sobrecargas se utilizarán dos fusibles por ramal de tipo gG, ubicados en las cajas de conexiones y ajustados a un valor de corte del orden de 1.3 veces la corriente máxima que puede circular por el ramal.

Nº fusibles: 2 fusibles/ramal · 9 ramales/caja = 18 fusibles

Intensidad máxima $I_{\text{máx}} = 1.3 \cdot I_{\text{cc, ramal}} = 1.3 \cdot 5.1 = 6.63 \text{ A}$

Tensión nominal $U_n = 598.4 \text{ V}$

El calibre del fusible debe cumplir:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_Z$$

Donde:

I_B es la intensidad nominal de la carga.
 I_N es la intensidad nominal del dispositivo de protección.
 I_Z es la máxima intensidad admitida por el cable.
 I_2 es la intensidad convencional de corte del fusible



Para un fusible tipo gG:

$$I_2 = 1.6 \cdot I_n$$

Por lo tanto el fusible debe cumplir los siguientes parámetros:

$$I_B = 6.63 \text{ A}$$

$$I_2 = 10.608$$

$$6.63 \leq I_n \leq 10.6$$

De acuerdo a estos parámetros se instalarán fusibles tipo gG de valores nominales mínimo de 8 A - 600V que cumplen la condición:

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_z \rightarrow 1.6 \cdot 8 \leq 1.45 \cdot 10.608 \rightarrow 12.8 \leq 15.38 \text{ A}$$

Interruptor – seccionador de corriente continua

Se instalarán interruptores que tengan capacidad para establecer, soportar e interrumpir corrientes en condiciones normales de carga y un determinado tiempo de cortocircuito. Por lo tanto deben soportar:

$$I_n = 6.63 \cdot 9 \text{ ramales} = 59.67 \text{ A} \rightarrow 63 \text{ A}$$

$$U_n = 598.4 \text{ V} \rightarrow 600 \text{ V}$$

4.4.3.2 Protecciones de corriente alterna

Interruptor general manual

Se instalará como elemento de corte y protección contra cortocircuitos y sobreintensidades un interruptor magnetotérmico para cada generador. Este interruptor deberá establecer, soportar e interrumpir corrientes normales, así como soportar un determinado tiempo e interrumpir corrientes de cortocircuito.

$$\text{Intensidad nominal de línea: } I_b = 36.08 \cdot 4 \text{ inversores} = 144.32 \text{ A}$$

$$\text{Intensidad admisible por los conductores: } I_z = 290 \cdot 0.8 = 232 \text{ A}$$

$$\text{Tensión nominal: } U_n = 598.4 \text{ V}$$

Sus características para proteger frente a sobrecargas son:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Por lo tanto el interruptor debe de cumplir los siguientes parámetros:

$$144.32 \leq I_n \leq 232 \text{ A}$$



Interruptores magnetotérmicos

Se instalará como elemento de corte y protección contra cortocircuitos y sobreintensidades un interruptor magnetotérmico para cada línea, a la salida de cada inversor. Este interruptor deberá establecer, soportar e interrumpir corriente en condiciones normales, y soportar durante un determinado tiempo e interrumpir corriente de cortocircuito.

Intensidad nominal de línea: $I_b = 36.08 \text{ A}$

Intensidad admisible por los conductores: $I_z = 59$

Tensión nominal: $U_n = 598.4 \text{ V}$

Sus características para proteger frente a sobrecargas son:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Por lo tanto el interruptor debe de cumplir los siguientes parámetros:

$$36.08 \leq I_n \leq 59 \text{ A}$$



5. MEMORIA ECONÓMICA

5.1 Análisis de la variabilidad económica

5.1.1 Introducción

El análisis de la variabilidad económica de un proyecto es fundamental para determinar la conveniencia de efectuar una inversión y para predecir, en la medida de lo posible, el comportamiento de la misma y de los flujos de beneficios y pérdidas, pudiendo así evitar o limitar perjuicios económicos importantes para el inversor.

En el presente estudio se efectuará una previsión de la Cuenta de Resultados de la instalación durante los primeros 25 años de vida útil estimada, se simulará el Flujo de Caja anual y se estimarán los parámetros Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Resultados (TIR) y Periodo de Recuperación (PR), habitualmente utilizados en este tipo de análisis.

5.1.2 Datos iniciales

En el estudio financiero de este proyecto se ha tenido en cuenta:

- Producción de energía eléctrica en la zona y con la instalación proyectada
- Presupuesto
- Ayudas
- Amortización del préstamo del banco
- Mantenimiento y seguros
- Pérdida de rendimiento de los módulos por el paso del tiempo
- Aumento del precio de la energía anual

Se considerará una vida útil de la instalación de 25 años, siendo este el periodo objeto del análisis económico, financiero, sin perjuicio de que la instalación pueda sufrir anomalías y proporcionando un rendimiento económico aceptable durante un periodo mayor.



5.1.3 Procedimientos empleados

5.1.3.1 Cuenta de Resultados

La cuenta de resultados es aquella que recoge las diferencias surgidas en el transcurso de un periodo contable entre las corrientes de ingresos y gastos imputables al mismo. Resume las operaciones de la empresa durante el periodo considerado, generalmente un año, indicando los ingresos por ventas y otras procedencias, los gastos en que ha incurrido la empresa y el desarrollo económico.

No sólo recoge el dato numérico de beneficio o pérdida, sino que podemos ver cual han sido las causas que lo han ocasionado y si la racha de su explotación es la correcta, lo que es muy útil para establecer una provisión sobre el futuro de la empresa, así como su situación actual.

Además la cuenta de resultados nos permite conocer los resultados generados por la propia empresa (autofinanciación) en dicho periodo.

De acuerdo al proyecto a ejecutar, consideramos que el cálculo anual de la cuenta de Resultados se puede efectuar de la siguiente forma:

$$\text{Beneficio Después Impuestos} = \text{Ingresos} - \text{Gastos} - \text{Amortizaciones} - \text{Intereses} - \text{Impuestos}$$

En el apartado de ingresos tenemos que tener en cuenta un posible incremento anual de la tarifa eléctrica de referencia.

En el apartado de Gastos se reflejarán los costes de operación y mantenimiento anuales, incluyendo el contrato de mantenimiento suscrito con el contratista y el desembolso anual de la prima del seguro de la instalación.

En el apartado de Amortizaciones se refleja la amortización anual de la inversión. Como gasto de adquisición se considerara el importe a desembolsar por el inversor. Se tomará como plazo de amortización de inmovilizado un periodo de 10 años, que no es el mismo que la vida útil de la instalación, ya que el periodo de amortización es un elemento contable que permite representar la depreciación monetaria que en el transcurso del tiempo sufren los activos inmovilizados de la empresa.

En el apartado de intereses se iniciaran los desembolsos anuales en concepto de interés por el préstamo financiero suscrito. Para este caso hemos estimado un tipo de interés fijo durante el periodo de amortización del 3.5%, utilizando un producto bancario denominado derivado de tipo de interés que nos ha facilitado nuestra entidad financiera sin coste añadido, por lo que nos garantizamos un coste financiero fijo durante el periodo de amortización. Según la curva de implícitos establecidas por el conjunto de entidades financieras, el tipo de interés a partir del quinto o sexto año de nuestra instalación, estará en torno al 5%, por lo que tendremos una financiación por debajo del coste de intereses en ese momento.

Por otro lado incluimos un crecimiento interanual del IPC del 0.8%, dado que entendemos que la situación socio-económica mundial tenderá a estabilizarse en parámetros similares a los anteriores a la crisis económica que estamos viviendo.



5.1.3.2 Flujo de caja (Cash-Flow)

Se trata de la estimación anual del saldo neto del efectivo de la empresa, desglosando la diferencia entre el ingreso de las ventas y los pagos mensuales previstos.

Este análisis no incorpora elementos contables como la Cuenta de Resultados, por lo que se representa las entradas o salidas netas de dinero anuales, siendo muy útil para prever en qué momentos será necesarios aportar capital y en que momentos se producirán ingresos debido a la actividad productiva.

5.1.3.3 Periodo de Recuperación (PR)

Es el periodo que tarda en recuperarse la inversión inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto. La inversión se recupera en el año en el cual los flujos de caja acumulados superan la inversión inicial.

5.1.3.4 Valor Actual Neto (VAN)

Uno de los criterios más sencillos para evaluar la rentabilidad de una inversión teniendo en cuenta el valor temporal del dinero consiste en calcular el valor presente de los flujos de caja futuros que genera el proyecto, descontados a un cierto tipo de interés, o tasa de descuento, y compararlos con el importe inicial de la inversión.

Si el sumatorio de los flujos de caja actualizados en el horizonte temporal elegido para evaluar el proyecto, resulta mayor que el valor de la inversión inicial, entonces el proyecto está en situación de ser elegido, ya que será rentable en términos netos.

Después de esto habrá que evaluar, desde la situación particular de cada inversor, si le interesa realizar esta inversión o no, ya que entran en juego muchos otros factores como el riesgo que está dispuesto a aceptar, si busca liquidez, su horizonte temporal (largo, medio o corto plazo), etc.

Se ha usado la siguiente fórmula para calcular el VAN:

$$VAN = -\text{Inversión} + \sum_{i=0}^n \frac{FC_n}{(1+r)^n}$$

Donde:

FC	Flujo de Caja de cada año
r	Tasa de descuento
n	Años



La Tasa de descuento elegida para nuestro proyecto es del 4.50%. La tasa de descuento es un parámetro siempre subjetivo y discutible pero el valor otorgado se estima sea suficientemente interesante en el panorama económico actual para plantearse una inversión de las características del presente proyecto.

5.1.3.5 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Rentabilidad se define como la tasa de interés que hace que el VAN se haga cero para el total de la vida útil de la instalación (25 años en nuestro caso). Su valor como indicador de rentabilidad radica en que permite compararlo con otras inversiones completamente distintas (desde bonos hasta cualquier otro tipo de iniciativa empresarial).

Se calcula con la fórmula anterior del VAN, haciéndolo igual a cero y sustituyendo la tasa de descuento, i , por la incógnita, TIR.

Si el valor obtenido es superior a la tasa de descuento, podemos afirmar la viabilidad de la inversión.

Si el valor obtenido es inferior a la tasa de descuento entonces el proyecto no es aceptable.

5.2 Cálculos financieros

Como podemos ver en el apartado 2.12, el Real Decreto de 1578/2008 establece las nuevas tarifas a las que está acogida toda instalación que genere energía solar fotovoltaica y luego la ponga en servicio a la red eléctrica. Existen varios subgrupos para determinar el tipo de retribución a la que puede optar cada instalación. La normativa distingue entre instalaciones en cubiertas o techos (Tipo I) e instalaciones en suelo o terreno (Tipo II), además dentro de las instalaciones en techo distingue entre las que tiene una potencia nominal menor o igual a 20 kW (Tipo I.1) y las que tiene una potencia mayor de 20 kW (Tipo I.2).

La instalación que se ha diseñado se enmarca dentro del Tipo I.2, es decir instalaciones cuya potencia nominal es superior a 20 kW. Es por ello que la retribución será de 32 cent/kWh, como así establece la ley.

Una vez conocida la situación retributiva en la que se encuentra la instalación se pueden calcular los ingresos que generará anualmente. Con los datos de energía a la salida del inversor, obtenidos de la simulación en PVSYST se realiza la siguiente tabla de ingresos mensuales:



MES	GENERADOR 25 kW	GENERADOR 200 KW	INGRESOS €
ENERO	1221	9768	3125,76
FEBRERO	2115	16920	5414,4
MARZO	3063	24504	7841,28
ABRIL	3105	24840	7948,8
MAYO	3869	30952	9904,64
JUNIO	3510	28080	8985,6
JULIO	3336	26688	8540,16
AGOSTO	3534	28272	9047,04
SEPTIEMBRE	2439	19512	6243,84
OCTUBRE	1617	12936	4139,52
NOVIEMBRE	1287	10296	3294,72
DICIEMBRE	892	7136	2283,52
TOTAL	29988	239904	76769,28

Una vez conocida la capacidad de generación de la instalación y el beneficio que puede aportar anualmente, se procede a calcular el periodo de recuperación y las características económicas de la inversión.

En concepto de coste total de la instalación hay que incluir todos los gastos, desde el diseño hasta la puesta en servicio de ella. Esto incluye los precios de:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor.
- Cableado.
- Estructuras soporte.
- Accesorios eléctricos (contadores, protecciones, conexiones...).
- Adaptación de la superficie y montaje.
- Diseño, gestión y otros gastos.

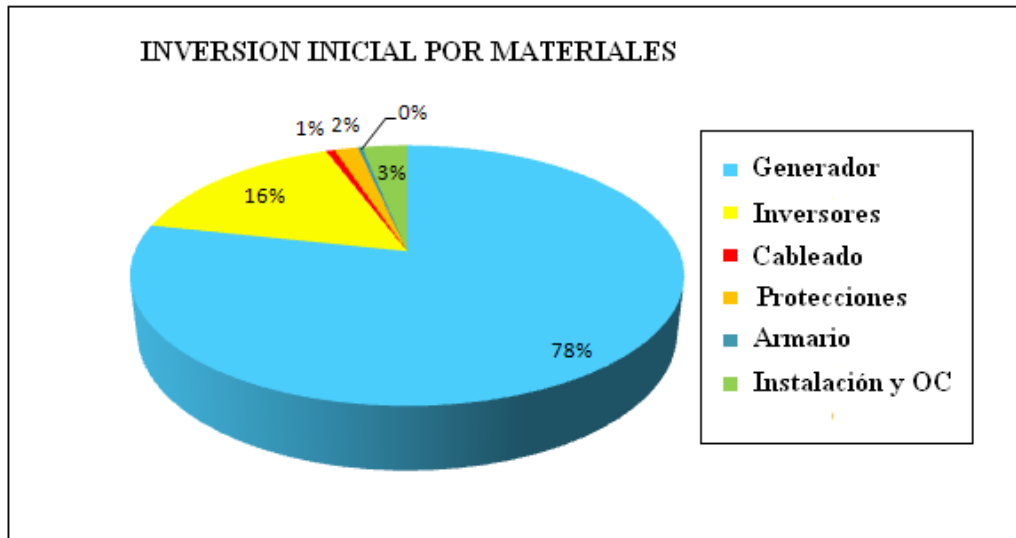
Hay que destacar que existen descuentos comerciales proporcionados por los proveedores lo que hace que la inversión inicial sea menor.

Un aspecto importante a tener en cuenta es el coste de los módulos solares, el fabricante nos asegura que el coste de la serie 3 policristalino de BP es de 3.05 €/W.

A continuación se exponen la lista de materiales empleados y las mediciones estimadas para la realización de la instalación proyectada, detallando las cantidades unitarias, así como las cantidades totales necesarias para la misma.



MATERIALES	Nº	Unidad	Precio unitario	Unidad	Descuento (%)	Coste total (€)
GENERADOR						
Módulo	1.224	-	503,2	€	12,00	542.060,64
Estructura soporte Hilti	1.944	m	7,99	€	18,00	12.736,70
INVERSOR						
Inversor	8	-	15.500,00	€	12,00	109.120,00
CABLEADO Y ELEMENTOS ELECTRICOS						
Terminales macho/hembra	144	-	3,12	€	0,00	449,28
Cable unipolar 6 mm ²	540	m	0,61	€/m	20,00	263,52
Cable tierra 6 mm ²	270	m	0,61	€/m	20,00	131,76
Cable unipolar 16 mm ²	20	m	1,13	€/m	30,00	15,82
Cable tierra 16 mm ²	10	m	1,13	€/m	30,00	7,91
Cable unipolar rojo/negro 25 mm ²	700	m	1,70	€/m	30,00	833,00
Cable tierra 25 mm ²	350	m	1,70	€/m	30,00	416,50
Cable 95 mm ²	280	m	4,69	€/m	30,00	919,24
Cable tierra 95 mm ²	140	m	4,69	€/m	30,00	459,62
Caja de conexiones	10	m	29,00	€/m	10,00	261,00
Contador de energía	1	m	65,00	€/m	10,00	58,50
Tubo rígido de PVC para montaje cableado	230	m	1,57	€/m	15,00	306,94
PROTECCIONES						
Fusibles	144	-	37,28	€	0,00	5.368,32
Interruptor-seccionador de continua	9	-	195,00	€	12,00	1.544,40
Interruptor General	1	-	64,86	€	12,00	57,08
Interruptor Magnetotérmico	8	-	228,00	€	12,00	1.605,12
Interruptor Diferencial	8	-	366,00	€	12,00	2.576,64
Buscador de seguidor en fallo	1	-	120,00	€	12,00	105,60
Vigilante de aislamiento	1	-	180,00	€	12,00	158,40
ARMARIOS						
Armario empotrable + Aparamenta	1	-	2.200,00	€	15,00	1.870,00
Armario empotrable + Chasis	1	-	151,15	€	10,00	136,04
INSTALACION Y OBRA CIVIL						
Instalación de carriles y paneles	1	-	2.900,00	€	60,00	1.160,00
Instalación del cableado	2.310	-	2,00	€	15,00	3.927,00
Elementos auxiliares y otros costes	1	-	15.000,00	€	0,00	15.000,00
Puesta a tierra	1	-	1.500,00	€	0,00	1.500,00
TOTAL SIN IVA						703.049,02
TOTAL CON IVA						815.536,86



En el gráfico anterior podemos ver como la mayor parte de la inversión necesaria para la instalación corresponde a la compra de módulos solares, ya que el coste de fabricación de los mismo es alto, no obstante la industria solar fotovoltaica esta en continuo desarrollo en busca de limitar los costes y mejorar el rendimiento de las placas.

El coste de los inversores también es elevado con respecto al resto de materiales, si sumamos los costes del generador y de los inversores vemos que entre estos 2 componentes de la instalación provocan el 95% de la inversión inicial de la misma.

Podemos observar como la inversión necesaria inicial es de casi 816.000 €. A priori no podemos saber si el proyecto es económicamente viable o no, ya que únicamente tenemos los datos de la inversión y de las ganancias anuales provenientes de la tarifa eléctrica de régimen especial. Para ver si la instalación cumple con los requisitos económicos necesarios debemos de tener en cuenta otros aspectos, como las pérdidas de producción, tasa de descuentos, impuestos etc.

A continuación se muestra un estudio a modo de resumen sobre la viabilidad económica de la instalación, para ello nos ayudamos de una hoja de Excel donde claramente observamos los parámetros principales para el estudio del mismo, con una simulación simplificada de las cuentas de resultados a 25 años.



	DATOS DE LA INSTALACION		CIFRAS
1	Coste total de la instalación		815.536,86
2	Pagado por medios Propios	20,00%	163.107,37
3	Años de credito tiene uno de carencia (sólo los restantes)		12,00
4	Tipo de interes de salida.		3,50%
5	Desgravación medioambiental.		6,00%
6	Producción prevista año en kwh.		239.904
7	Perdidas de producción estimadas.		0,994
8	Precio del kwh.		0,320000
9	Actualización del precio kwh.		1,025
10	Alquiler de terrenos, seguro, IBI, mantenimiento y otros.		7.916,83
11	IPC del incremento anual de gastos.		0,800
12	Tasa de descuento.		4,50%
13	Impuestos, IRPF ó IS. (Poner la cifra que se considere lible despues de pagar el impuesto)	25%	75%
	DATOS ESPERADOS DE LA INVERSION		
1	Total a financiar.	80,00%	652.429,49
2	Cuota anual intereses mas amortización.		67.515,98 €
3	Cuota mensual.		5.626,33
4	Intereses pagados por el credito.		180.597,30
5	Ingresos por producción media anual en 25 años antes de impuestos.		96.926,19
6	Ingresos por producción media mensual.		8.077,18
7	Rentabilidad media sobre inversión total antes de impuestos.		6,81%
8	Rentabilidad media sobre inversión medios propios antes de impuestos.		34,03%
9	Van.		551.879,39
10	Van sobre inversión medios propios %		13,53%
11	Años de retorno de la inversión.		14,00
12	Tasa de descuento. (media ponderada)		3,00%
13	Desgravación medioambiental, (según ley 35% cuota liquida)		28.320,03
14	TIR.		12,04%
15	Nota (si baja de 5 revisar la inversión, puede no ser todo lo buena que esperamos)		5,96



5.3 Conclusiones y resultados

Como se puede ver en las tablas anteriores, la inversión de la instalación es claramente rentable, aunque el periodo de retorno es alto (14 años) el VAN es claramente positivo y la TIR es superior a la tasa de descuento.

La cuenta de resultados es negativa inicialmente, fundamentalmente a las amortizaciones, impuestos e intereses generados, obteniéndose amplios beneficios durante el último tercio de la vida útil de la instalación.

Durante los primeros años el cash-flow es negativo, lo que significa que en esos años el inversor tendrá que poner dinero para afrontar los gastos correspondientes. Una vez el flujo de caja se convierte en positivo, vemos que los ingresos son más altos que la inversión realizada.

Aunque la viabilidad de la instalación se ha calculado para 25 años, gracias a un buen mantenimiento de la misma podemos inyectar energía eléctrica a la red durante un periodo de entre 30 y 40 años, por lo que el beneficio y la rentabilidad de la inversión serían aún mayores que los reflejados en este estudio.



6. CONCLUSIÓN

La implantación de sistemas respetuosos con el medio ambiente para generar electricidad, ya sean sistemas solares o eólicos, han sufrido en los últimos años una evolución favorable, gracias a la concienciación social en torno a la utilización de dichos sistemas que disminuyen las emisiones contaminantes a la atmósfera y la posibilidad de recibir una prima económica por invertir en estas energías.

El propósito fundamental de este proyecto es aumentar la calidad y seguridad del suministro eléctrico español, mejorar el respeto por el medio ambiente, fomentando el uso de energías limpias y renovables para dar cumplimiento a los compromisos internacionales que para España derivan del protocolo de Kioto. Para ello utilizaremos materiales respetuosos con el medio ambiente sin dañar la naturaleza del emplazamiento original.

Sin embargo, la tecnología fotovoltaica actualmente tiene el inconveniente de no ser competitiva en costes frente a otras formas de producción eléctrica, lo cual hace que requiera de beneficios a ayudas por parte del estado para su desarrollo. La normativa vigente al respecto (principalmente el Real Decreto 1578/2008 de 26 de Septiembre, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial) establece una tarifa de 32 c€/kWh para el grupo de la fotovoltaica (en instalaciones mayores de 20 kW nominales, y durante los primeros veinticinco años).

La realización de este proyecto, en términos financieros, es totalmente rentable, recuperando la inversión desembolsada en aproximadamente 15 años, pese a que con la nueva normativa el beneficio económico obtenido es sensiblemente menor que con normativas anteriores, donde la tarifa eléctrica en régimen especial estaba mejor remunerada.

A la hora de diseñar la instalación se han seguido varios criterios básicos que se reflejan en el resultado final de ésta. Los criterios más importantes han sido: potencia nominal mayor de 20 kW, concretamente 200 kW, modularidad de la instalación, optimización de los inversores y ramas equilibradas en cuanto al cálculo eléctrico y al cálculo estructural.

Se eligieron paneles fotovoltaicos de células de silicio policristalino y de una potencia pico de 165 Wp, más baratos que los paneles monocristalinos aunque de menor rendimiento. En cuanto a los inversores, se optó por instalar 8 unidades de 25 kW de potencia nominal. De esta manera se consigue la modularidad que se buscaba, ya que si en algún momento es necesario desconectar una rama debido a cualquier fallo o para realizar labores de mantenimiento, se seguirá produciendo la mayor parte de la energía que se generaba a pleno rendimiento.

La realización del proyecto ha servido para comprobar la utilidad del programa de diseño PVSYST. Las posibilidades del programa son muy amplias en cuanto a las diversas posibilidades de diseño de una instalación, además los resultados obtenidos por la simulación son exactos y fiables, con lo que la herramienta PVSYST es un elemento indispensable para cualquier proyectista a la hora de diseñar una instalación solar fotovoltaica. El programa dispone de un amplio catálogo de módulos solares e



inversores, así como una amplia base datos con resultados meteorológicos de diferentes lugares, incluyendo la posibilidad de editar e introducir datos de nuevos emplazamientos.



7. BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

- 1) Índice de las instrucciones técnicas complementarias: www.coitiab.es
- 2) Colegio oficial de ingenieros de telecomunicación: www.coit.es
- 3) Instituto para la diversificación y el ahorro de energía: www.idae.es
- 4) Desarrollo de proyectos de telecomunicación: www.abratelecom.com
- 5) Agencia valenciana de la energía: www.aven.es
- 6) Energía solar en la edificación: www.docrenewableenergy.info/es
- 7) Portal de energías renovables Ciemat: www.energiasrenovables.ciemat.es
- 8) Instituto de crédito oficial: www.ico.es
- 9) Soltec: www.soltec.es
- 10) Isofotón: www.isofoton.com
- 11) Solea: www.solea-srm.com
- 12) Saecsa: <http://saecsaenergiasolar.com>
- 13) Krannich: www.krannich-solar.com
- 14) Proyecto fin de carrera: “Diseño y análisis económico de una central fotovoltaica de 200 kW conectada a red de alta tensión”. Lozano Ruiz, María Ángeles. 2007
- 15) Proyecto fin de carrera: “Instalación de una planta de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial”. Cabrera Solana, Daniel. 2006
- 16) Proyecto fin de carrera: “Los sistemas solares fotovoltaicos conectados a red”. Arriba Gonzalo, Cristina. 2004
- 17) José María Fernández Salgado “Guía completa de la energía solar fotovoltaica adaptada al código técnico de edificación (CTE)”
- 18) Martín Chivelet, Nuria; Fernández Solla, Ignacio “La envolvente fotovoltaica en la arquitectura”



8. ANEXOS



8.1 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD



8.1 Estudio de Seguridad y Salud

Objeto del estudio básico de Seguridad y Salud

Conforme se especifica en el apartado 2 del Artículo 6 del R.D. 1627/1.997, el Estudio Básico deberá precisar:

- Las normas de seguridad y salud aplicables en la obra.
- La identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias.
- Relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse conforme a lo señalado anteriormente especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir riesgos valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas (en su caso, se tendrá en cuenta cualquier tipo de actividad que se lleve a cabo en la misma y contendrá medidas específicas relativas a los trabajos incluidos en uno o varios de los apartados del Anexo II del Real Decreto.)
- Previsiones e informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

Normas de seguridad aplicables a la obra

- Ley 31/ 1.995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1.997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1.997 de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1.997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1.997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1.980, Ley 32/1.984, Ley 11/1.994).
- Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M. 28-08-70, O.M. 28-07-77, O.M. 4-07-83, en los títulos no derogados).



Riesgos aplicables en la obra

Movimientos de tierra

Riesgos más frecuentes

- Caídas de operarios al mismo nivel
- Caídas de operarios al interior de la excavación
- Caídas de objetos sobre operarios
- Caídas de materiales transportados
- Choques o golpes contra objetos
- Atrapamientos y aplastamientos por partes móviles de maquinaria
- Lesiones y/o cortes en manos y pies
- Sobreesfuerzos
- Ruido, contaminación acústica
- Vibraciones
- Ambiente pulvígeno
- Cuerpos extraños en los ojos
- Contactos eléctricos directos e indirectos
- Ambientes pobres en oxígeno
- Inhalación de sustancias tóxicas
- Ruinas, hundimientos, desplomes en edificios colindantes.

- Condiciones meteorológicas adversas
- Trabajos en zonas húmedas o mojadas
- Problemas de circulación interna de vehículos y maquinaria.
- Desplomes, desprendimientos, hundimientos del terreno.
- Contagios por lugares insalubres
- Explosiones e incendios
- Derivados acceso al lugar de trabajo

Medidas preventivas

Talud natural del terreno

- Entibaciones
- Apuntalamientos, apeos.
- Achique de aguas.
- Barandillas en borde de excavación.
- Tableros o planchas en huecos horizontales.
- Separación tránsito de vehículos y operarios.
- No permanecer en radio de acción máquinas.

- Avisadores ópticos y acústicos en maquinaria.
- Protección partes móviles maquinaria
- Cabinas o pórticos de seguridad.
- No acopiar materiales junto borde excavación.
- Conservación adecuada vías de circulación
- Vigilancia edificios colindantes.
- No permanecer bajo frente excavación
- Distancia de seguridad líneas eléctricas

Protecciones individuales

- Casco de seguridad
- Botas o calzado de seguridad
- Botas de seguridad impermeables
- Guantes de lona y piel
- Guantes impermeables
- Gafas de seguridad
- Protectores auditivos
- Cinturón de seguridad
- Cinturón antivibratorio
- Ropa de Trabajo
- Traje de agua impermeable



Cubiertas planas, inclinadas, material ligero

Riesgos más frecuentes	<ul style="list-style-type: none">• Derivados de medios auxiliares usados• Quemaduras en impermeabilizaciones.• Derivados del acceso al lugar de trabajo.• Derivados de almacenamiento inadecuado de productos combustible	<ul style="list-style-type: none">• Plataformas de descarga de material.• Evacuación de escombros.• Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito.• Habilitar caminos de circulación.• Andamios adecuados
<ul style="list-style-type: none">• Caídas de operarios al mismo nivel• Caídas de operarios a distinto nivel.• Caída de operarios al vacío.• Caída de objetos sobre operarios.• Caídas de materiales transportados.• Choques o golpes contra objetos.• Atrapamientos y aplastamientos.• Lesiones y/o cortes en manos y pies• Sobreesfuerzos• Ruidos, contaminación acústica• Vibraciones• Ambiente pulverígeno• Cuerpos extraños en los ojos• Dermatitis por contacto de cemento y cal.• Contactos eléctricos directos e indirectos.• Condiciones meteorológicas adversas.• Trabajos en zonas húmedas o mojadas	Medidas Preventivas <ul style="list-style-type: none">• Marquesinas rígidas.• Barandillas.• Pasos o pasarelas.• Redes verticales.• Redes horizontales.• Andamios de seguridad.• Mallamos.• Tableros o planchas en huecos horizontales.• Escaleras auxiliares adecuadas.• Escalera de acceso peldañeada y protegida.• Carcasas resguardos de protección de partes móviles de máquinas.	Protecciones Individuales <ul style="list-style-type: none">• Casco de seguridad.• Botas o calzado de seguridad.• Guantes de lona y piel.• Guantes impermeables.• Gafas de seguridad.• Mascarillas con filtro mecánico• Protectores auditivos.• Cinturón de seguridad.• Botas, polainas, mandiles y guantes de cuero para impermeabilización.• Ropa de trabajo



Albañilería y cerramientos

Riesgos más frecuentes		
<ul style="list-style-type: none">• Caídas de operarios al mismo nivel• Caídas de operarios a distinto nivel.• Caída de operarios al vacío.• Caída de objetos sobre operarios.• Caídas de materiales transportados.• Choques o golpes contra objetos.• Atrapamientos, aplastamientos en medios de elevación y transporte.• Lesiones y/o cortes en manos.• Lesiones y/o cortes en pies.• Sobreesfuerzos• Ruidos, contaminación acústica• Vibraciones• Ambiente pulvígeno• Cuerpos extraños en los ojos• Dermatitis por contacto de cemento y cal.	<ul style="list-style-type: none">• Contactos eléctricos directos.• Contactos eléctricos indirectos.• Derivados medios auxiliares usados• Derivados del acceso al lugar de trabajo <p>Medidas preventivas</p> <ul style="list-style-type: none">• Marquesinas rígidas.• Barandillas.• Pasos o pasarelas.• Redes verticales.• Redes horizontales.• Andamios de seguridad.• Mallazos.• Tableros o planchas en huecos horizontales.• Escaleras auxiliares adecuadas.• Escalera de acceso peldañeada y protegida.• Carcasas resguardos de protección de	<p>partes móviles de máquinas.</p> <ul style="list-style-type: none">• Mantenimiento adecuado de la maquinaria• Plataformas de descarga de material.• Evacuación de escombros.• Iluminación natural o artificial adecuada• Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito.• Andamios adecuados <p>Protecciones individuales</p> <ul style="list-style-type: none">• Casco de seguridad.• Botas o calzado de seguridad.• Guantes de lona y piel.• Guantes impermeables.• Gafas de seguridad.• Mascarillas con filtro mecánico• Protectores auditivos.• Cinturón de seguridad• Ropa de trabajo



Terminaciones (alicatados, enfoscados, enlucidos, falsos techos, solados, pinturas, carpintería, cerrajería, vidriería).

Riesgos más frecuentes	<ul style="list-style-type: none">• Ambientes pobres en oxígeno• Inhalación de vapores y gases• Trabajos en zonas húmedas o mojadas• Explosiones e incendios• Derivados de medios auxiliares usados• Radiaciones y derivados de soldadura• Quemaduras• Derivados del acceso al lugar de trabajo• Derivados del almacenamiento inadecuado de productos combustibles	<ul style="list-style-type: none">• Escalera de acceso peldañeada y protegida.• Carcasas o resguardos de protección de partes móviles de máquinas.• Mantenimiento adecuado de la maquinaria• Plataformas de descarga de material.• Evacuación de escombros.• Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito.• Andamios adecuados.
<ul style="list-style-type: none">• Caídas de operarios al mismo nivel• Caídas de operarios a distinto nivel.• Caída de operarios al vacío.• Caídas de objetos sobre operarios• Caídas de materiales transportados• Choques o golpes contra objetos• Atrapamientos y aplastamientos• Atropellos, colisiones, alcances, vuelcos de camiones.• Lesiones y/o cortes en manos• Lesiones y/o cortes en pies• Sobreesfuerzos• Ruido, contaminación acústica• Vibraciones• Ambiente pulvígeno• Cuerpos extraños en los ojos• Dermatitis por contacto cemento y cal.• Contactos eléctricos directos• Contactos eléctricos indirectos	Medidas preventivas <ul style="list-style-type: none">• Marquesinas rígidas.• Barandillas.• Pasos o pasarelas.• Redes verticales.• Redes horizontales.• Andamios de seguridad.• Mallazos.• Tableros o planchas en huecos horizontales.• Escaleras auxiliares adecuadas.	Protecciones individuales <ul style="list-style-type: none">• Casco de seguridad• Botas o calzado de seguridad• Botas de seguridad impermeables• Guantes de lona y piel• Guantes impermeables• Gafas de seguridad• Protectores auditivos• Cinturón de seguridad• Ropa de trabajo• Pantalla de soldador



Instalaciones (electricidad, fontanería, gas, aire acondicionado, calefacción, ascensores, antenas, pararrayos)

Riesgos más frecuentes		
<ul style="list-style-type: none">• Caídas de operarios al mismo nivel• Caídas de operarios a distinto nivel.• Caída de operarios al vacío.• Caídas de objetos sobre operarios• Choques o golpes contra objetos• Atrapamientos y aplastamientos• Lesiones y/o cortes en manos• Lesiones y/o cortes en pies• Sobreesfuerzos• Ruido, contaminación acústica• Cuerpos extraños en los ojos• Afecciones en la piel• Contactos eléctricos directos• Contactos eléctricos indirectos• Ambientes pobres en oxígeno• Inhalación de vapores y gases• Trabajos en zonas húmedas o mojadas	<ul style="list-style-type: none">• Explosiones e incendios• Derivados de medios auxiliares usados• Radiaciones y derivados de soldadura• Quemaduras• Derivados del acceso al lugar de trabajo• Derivados del almacenamiento inadecuado de productos combustibles	<ul style="list-style-type: none">• Carcasas o resguardos de protección de partes móviles de máquinas.• Mantenimiento adecuado de la maquinaria• Plataformas de descarga de material.• Evacuación de escombros.• Limpieza de las zonas de trabajo y de tránsito.• Andamios adecuados
	Medidas preventivas	Protecciones individuales
	<ul style="list-style-type: none">• Marquesinas rígidas.• Barandillas.• Pasos o pasarelas.• Redes verticales.• Redes horizontales.• Andamios de seguridad.• Mallazos.• Tableros o planchas en huecos horizontales.• Escaleras auxiliares adecuadas.• Escalera de acceso peldañeada y protegida.	<ul style="list-style-type: none">• Casco de seguridad• Botas o calzado de seguridad• Botas de seguridad impermeables• Guantes de lona y piel• Guantes impermeables• Gafas de seguridad• Protectores auditivos• Cinturón de seguridad• Ropa de trabajo• Pantalla de soldador



Botiquín

En el centro de trabajo se dispondrá de un botiquín con los medios necesarios para efectuar las curas de urgencia en caso de accidente y estará a cargo de él una persona capacitada designada por la empresa constructora.

Trabajos posteriores

Riesgos más frecuentes

- Caídas al mismo nivel en suelos
- Caídas de altura por huecos horizontales
- Caídas por huecos en cerramientos
- Caídas por resbalones
- Reacciones químicas por productos de limpieza y líquidos de maquinaria
- Contactos eléctricos por accionamiento inadvertido y modificación o deterioro de sistemas eléctricos.
- Explosión de combustibles mal almacenados
- Fuego por combustibles, modificación de elementos de instalación eléctrica o por acumulación de desechos peligrosos
- Impacto de elementos de la maquinaria, por desprendimientos de elementos

constructivos, por deslizamiento de objetos, por roturas debidas a la presión del viento, por roturas por exceso de carga

- Contactos eléctricos directos e indirectos
- Toxicidad de productos empleados en la reparación o almacenados en el edificio.
- Vibraciones de origen interno y externo
- Contaminación por ruido

tejados y cubiertas.

- Anclajes para poleas para izado de muebles en mudanzas.

Protecciones individuales

- Casco de seguridad
- Ropa de trabajo
- Cinturones de seguridad y cables de longitud y resistencia adecuada para limpiadores de ventanas.
- Cinturones de seguridad y resistencia adecuada para reparar tejados y cubiertas inclinadas.

Medidas preventivas

- Andamiajes, escalerillas y demás dispositivos provisionales adecuados y seguros.
- Anclajes de cinturones fijados a la pared para la limpieza de ventanas no accesibles.
- Anclajes de cinturones para reparación de



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

Obligaciones del promotor

Antes del inicio de los trabajos, el promotor designará un Coordinador en materia de Seguridad y Salud, cuando en la ejecución de las obras intervengan más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos.

La designación del Coordinador en materia de Seguridad y Salud no eximirá al promotor de las responsabilidades.

Coordinador en materia de seguridad y salud

La designación del Coordinador en la elaboración del proyecto y en la ejecución de la obra podrá recaer en la misma persona.

El Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, deberá desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y personal actuante apliquen de manera coherente y responsable los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra, y en particular, en las actividades a que se refiere el Artículo 10 del Real Decreto 1627/1.997.
- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

La Dirección Facultativa asumirá estas funciones cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador.

Plan de seguridad y salud en el trabajo

En aplicación del Estudio Básico de Seguridad y Salud, el contratista, antes del inicio de la obra, elaborará un Plan de Seguridad y Salud en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio Básico y en función de su propio sistema de ejecución de obra. En dicho Plan se incluirán, en su caso, las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista proponga con la correspondiente justificación técnica, y que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en este Estudio Básico.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

El Plan de Seguridad y Salud deberá ser aprobado, antes del inicio de la obra, por el Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Este podrá ser modificado por el contratista en función del proceso de ejecución de la misma, de la evolución de los trabajos y de las posibles incidencias o modificaciones que puedan surgir a lo largo de la obra, pero que siempre con la aprobación expresa del Coordinador. Cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador, las funciones que se le atribuyen serán asumidas por la Dirección Facultativa.

Quienes intervengan en la ejecución de la obra, así como las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la misma y los representantes de los trabajadores, podrán presentar por escrito y de manera razonada, las sugerencias y alternativas que estimen oportunas. El Plan estará en la obra a disposición de la Dirección Facultativa.

Obligaciones de contratistas y subcontratistas

El contratista y subcontratistas estarán obligados a:

- Aplicar los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos laborales y en particular:
- El mantenimiento de la obra en buen estado de limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- La manipulación de distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de las obras, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de materiales, en particular si se trata de materias peligrosas.
- El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados.
- La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
- Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
- Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.
- Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

- Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiera a seguridad y salud.
- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

Serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el Plan y en lo relativo a las obligaciones que le correspondan directamente o, en su caso, a los trabajos autónomos por ellos contratados. Además responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el Plan.

Las responsabilidades del Coordinador, Dirección Facultativa y el Promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

Obligaciones de los trabajadores autónomos

Los trabajadores autónomos están obligados a:

- Aplicar los principios de la acción preventiva que se recoge en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, y en particular:
 - El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
 - El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
 - La recogida de materiales peligrosos utilizados.
 - La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
 - La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
 - Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.
- Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.
- Ajustar su actuación conforme a los deberes sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de su actuación coordinada que se hubiera establecido.
- Cumplir con las obligaciones establecidas para los trabajadores en el Artículo 29, apartados 1 y 2 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1.997.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

- Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1.997.
- Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud.

Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

Paralización de los trabajos

Cuando el Coordinador y durante la ejecución de las obras, observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el Libro de Incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de tajo o, en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará al contratista, y en su caso a los subcontratistas y/o autónomos afectados de la paralización y a los representantes de los trabajadores.

Derecho de los trabajadores

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra.

Una copia del Plan de Seguridad y Salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

Disposiciones mínimas de seguridad y salud que deben aplicarse en las obras

Las obligaciones previstas en las tres partes del Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

8.2 PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS PARA INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

8.2 Pliego de Condiciones técnicas para Instalaciones solares fotovoltaicas a Red

Objeto

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Se valorará la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Este Pliego de Condiciones Técnicas se encuentra asociado a las líneas de ayudas para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Fomento de Energías Renovables. Determinados apartados hacen referencia a su inclusión en la Memoria a presentar con la solicitud de la ayuda, o en la Memoria de Diseño o Proyecto a presentar previamente a la verificación técnica.

Generalidades

Es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.

Decreto 2413/1973, de 20 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.

Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Para el caso de integración en edificios se tendrá en cuenta las Normas Básicas de la Edificación (NBE).

Definiciones

Radiación solar

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m^2 .

Instalación

Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

Módulos

Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Célula de tecnología equivalente (CTE) es una célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Condiciones Estándar de Medida (CEM) son unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidos del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m^2
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25°C

Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento, de 1 m/s.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

Integración arquitectónica

Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

Revestimiento: Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

Cerramiento: Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

Elementos de sombreado: Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

Diseño

Diseño del generador fotovoltaico

Generalidades

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2. Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

Orientación e inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica,



según se define en el apartado 3.4. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria de Solicitud y reservándose el IDAE su aprobación.

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, y podrán ser utilizados por el IDAE para su verificación.

Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización, cuando se instale de acuerdo a la convocatoria, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispira “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

Componentes y materiales

Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes. Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. Este requisito no se aplica a los casos excepcionales del apartado 4.1.1

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

aprobación expresa del IDAE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terrazza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.



Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.



Conexión a red

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.



Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónico y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

Cálculo de la producción anual esperada

En la Memoria de Solicitud se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

- $G_{dm}(0)$: Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$, obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:
Instituto Nacional de Meteorología
Organismo autonómico oficial
- $G_{dm}(\theta, \phi)$: Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$, obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro θ representa el azimut y ϕ la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR: Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura
- La eficiencia del cableado
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
- La eficiencia energética del inversor
- Otros



La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Tabla II. Generador $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$, orientado al Sur ($\alpha = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta = 35^\circ$).

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² Adía)]	$G_{dm}(\alpha = 0^\circ, \beta = 35^\circ)$ [kWh/(m ² Adía)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,794	3,94

Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

7.8.2 Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

Garantías

Ámbito general de la garantía:

- Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

Plazos:

- El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 8 años.
- Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

Condiciones económicas

- La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.
- Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

Anulación de la garantía:

- La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3

Lugar y tiempo de la prestación

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.
- El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.



MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA

INTRODUCCION

Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).

La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

PROCEDIMIENTO DE MEDIDA

Se describe a continuación el equipo necesario para calcular la potencia instalada:

- 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente
- 1 termómetro de mercurio de temperatura ambiente
- 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA)
- 1 pinza amperimétrica de CC y CA

El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.

Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.

Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.

Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es $P_{cc, inv}$.

El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).

La temperatura ambiente se mide con un termómetro de mercurio, a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.



Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$	Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles fv, en W.
L_{cab}	Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.
E	Irradiancia solar, en W/m^2 , medida con la CTE calibrada.
g	Coefficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ C$ T_c Temperatura de las células solares, en $^\circ C$.
T_{amb}	Temperatura ambiente en la sombra, en $^\circ C$, medida con el termómetro.
$TONC$	Temperatura de operación nominal del módulo.
P_o	Potencia nominal del generador en CEM, en W.
$R_{to, var}$	Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
L_{tem}	Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g(T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$.
	$R_{to, var} = (1 - L_{pol}) (1 - L_{dis}) (1 - L_{ref}) \quad (4)$
L_{pol}	Pérdidas de potencia debida al polvo sobre los módulos FV.
L_{dis}	Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
L_{ref}	Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.



Tabla III

Parámetro	Valor estimado media anual	Valor estimado día despejado (*)	Ver observación
Lcab	0,02	0,02	(1)
g (1/ °C)	–	0,0035 (**)	–
TONC (°C)	–	45	–
Ltem	0,08	–	(2)
Lpol	0,03	–	(3)
Ldis	0,02	0,02	–
Lref	0,03	0,01	(4)

(*) Al mediodía solar ± 2 h de un día despejado

(**) Válido para silicio cristalino

Observaciones:

- Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = RI^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L/S \quad (6)$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S es la sección de cada cable, en cm².

Normalmente las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %.

- Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.

- Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %

EJEMPLO

Tabla IV

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
$TONC$	$^{\circ}C$	45	Obtenido del catálogo
E	W/m^2	850	Irradiancia medida con la CTE calibrada
T_{amb}	$^{\circ}C$	22	Temperatura ambiente en sombra, medida con termómetro de mercurio
T_c	$^{\circ}C$	47	Temperatura de las células $T_c = T_{amb} + (TONC - 20)E/800$
$P_{cc, inv}$ (850 W/m^2 , 47 $^{\circ}C$)	W	1200	Medida con pinza amperimétrica y voltímetro a la entrada del inversor
$1 - g(T_c - 25)$		0,923	$1 - 0,0035 \times (47 - 25)$
$1 - L_{cab}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{pol}$		0,97	Valor tabla
$1 - L_{dis}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{ref}$		0,97	Valor tabla
$R_{to, var}$		0,922	$0,97 \times 0,98 \times 0,97$
$P_{cc, fov}$	W	1224,5	$P_{cc, fov} = P_{cc, inv} / (1 - L_{cab})$
P_o	W	1693	$P_o = \frac{P_{cc, fov} \times 1000}{R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E}$

Potencia total estimada del campo fotovoltaico en CEM = 1693 W.

Si, además, se admite una desviación del fabricante (por ejemplo, 5 %), se incluirá en la estimación como una pérdida.

Finalmente, y después de sumar todas las pérdidas incluyendo la desviación de la potencia de los módulos respecto de su valor nominal, se comparará la potencia así estimada con la potencia declarada del campo fotovoltaico.



CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR

INTRODUCCION

El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

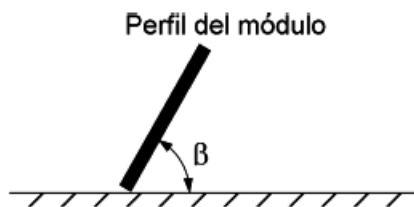


Fig. 1

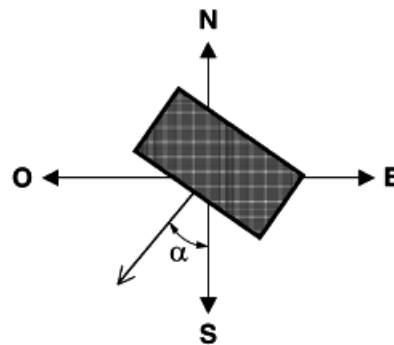


Fig. 2

PROCEDIMIENTO

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, N, de 41° , de la siguiente forma:

Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de $N = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.



Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $N = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al punto siguiente.

Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

- Inclinación máxima = Inclinación ($N = 41^\circ$) – ($41^\circ - \text{latitud}$)
- Inclinación mínima = Inclinación ($N = 41^\circ$) – ($41^\circ - \text{latitud}$), siendo 0° su valor mínimo.

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

- Pérdidas (%) = $100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\$ - N + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \text{" }^2]$ para $15^\circ < \$ < 90^\circ$
- Pérdidas (%) = $100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\$ - N + 10)^2]$ para $\$ \# 15^\circ$

[Nota: " , \$, N se expresan en grados, siendo N la latitud del lugar]

EJEMPLOS DE CÁLCULO

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = $+15^\circ$) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de 29° .

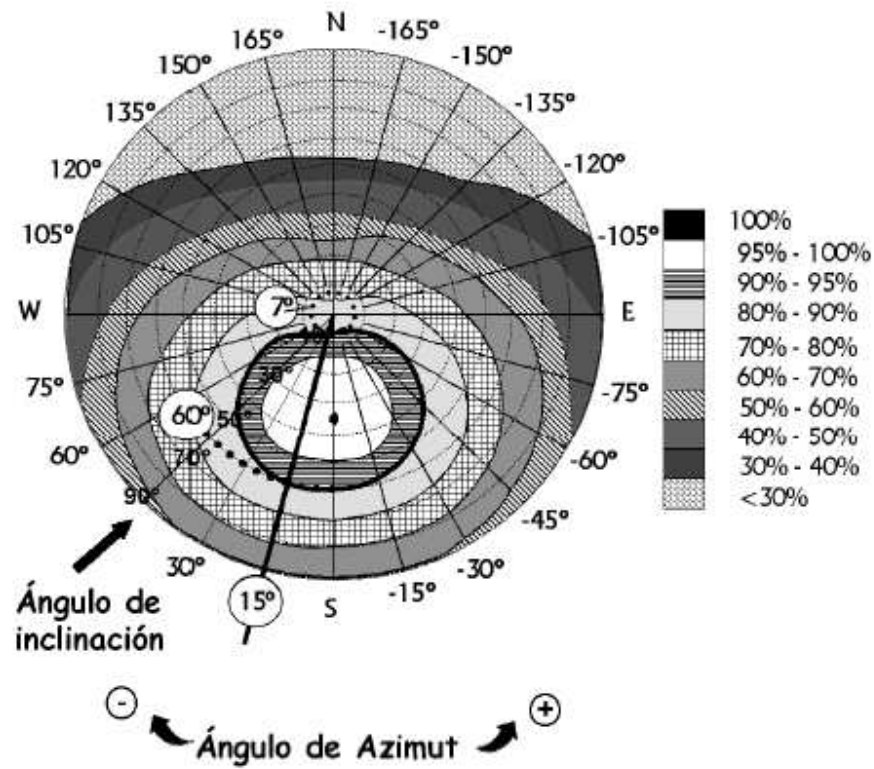
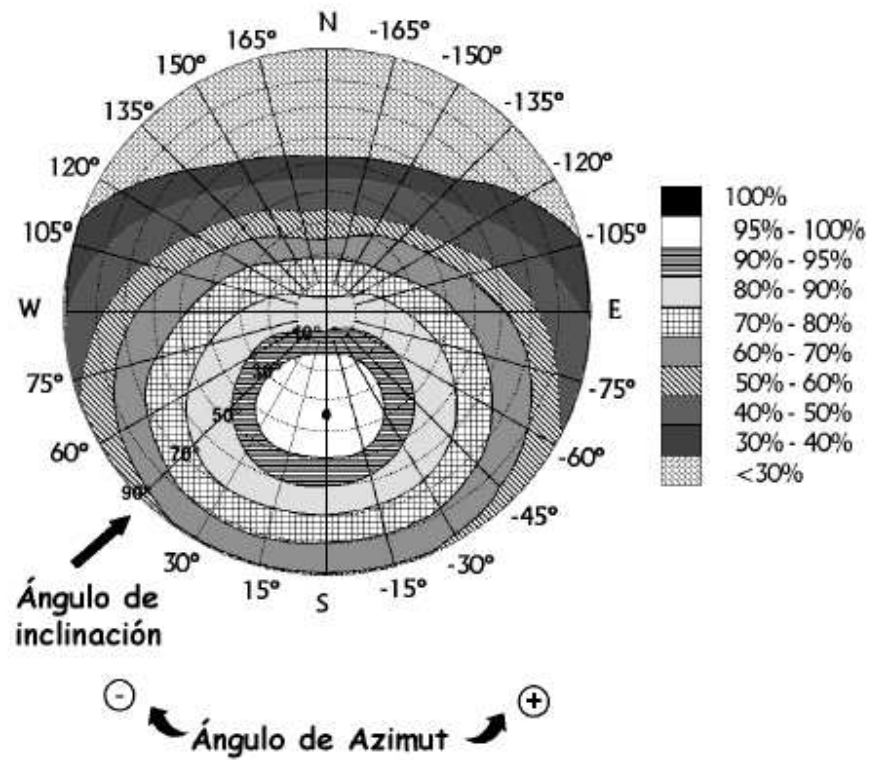
Conocido el azimut, cuyo valor es $+15^\circ$, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de $N = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90 %-95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut 15° nos proporcionan los valores (ver figura 4):

- Inclinación máxima = 60°
- Inclinación mínima = 7°

Corregimos para la latitud del lugar:

- Inclinación máxima = $60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$
- Inclinación mínima = $7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ$, que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima = 0° .

Por tanto, esta instalación, de inclinación 40° , cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.





Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS

OBJETO

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

DESCRIPCION DEL METODO

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

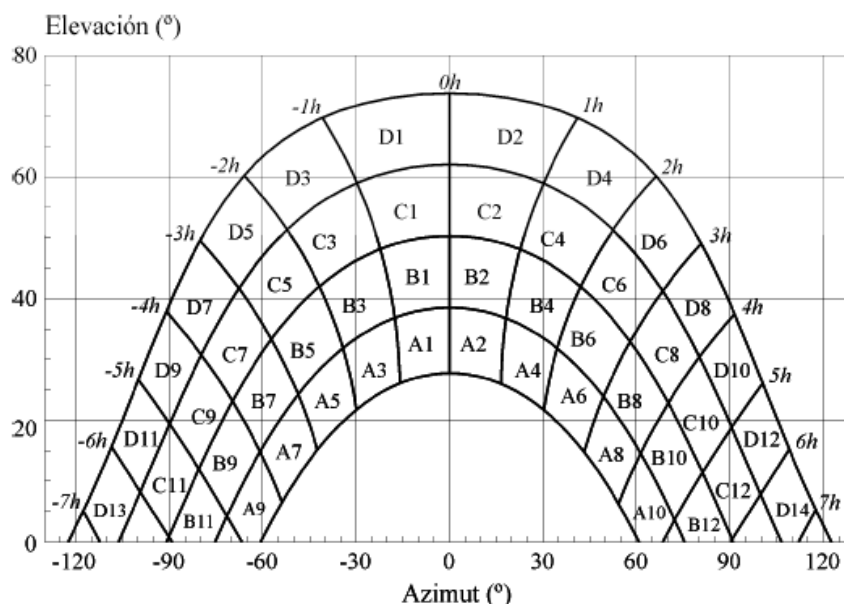


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 5 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

TABLAS DE REFERENCIA

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y γ , respectivamente). Deberá escogerse aquella que



resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la figura 5) resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla V-11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36



EJEMPLO

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste. En la figura siguiente se muestra el perfil de obstáculos.

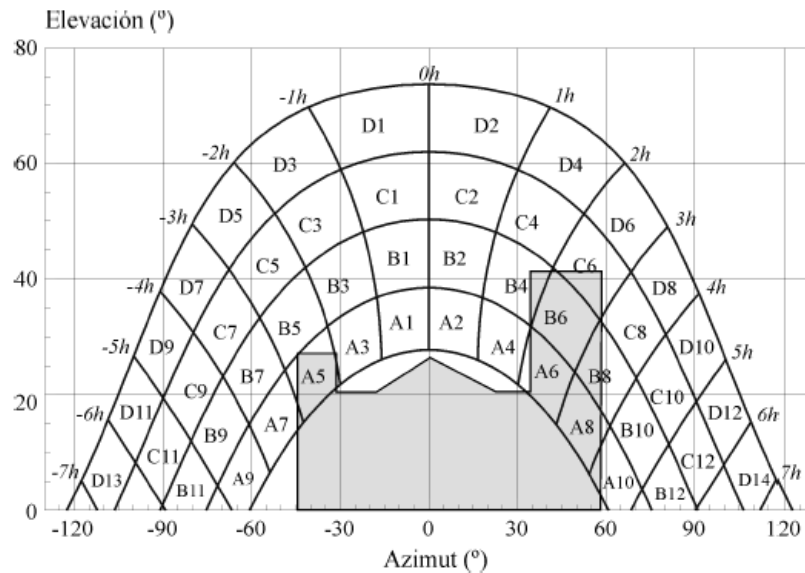


Fig. 6

Tabla VI. Tabla de referencia.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02



Cálculos:

$$\begin{aligned}
 \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} &= \\
 &= 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 = \\
 &= 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = \\
 &= 6,16 \% \bullet \mathbf{6\%}
 \end{aligned}$$

DISTANCIA MINIMA ENTRE FILAS DE MODULOS

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$D = h / \tan (61^\circ - \text{latitud})$$

Donde $1 / \tan (61^\circ - \text{latitud})$ es un coeficiente adimensional denominado k .

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la tabla VII en función de la latitud del lugar.

Tabla VII

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Con fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a h y a d se muestra la siguiente figura con algunos ejemplos:

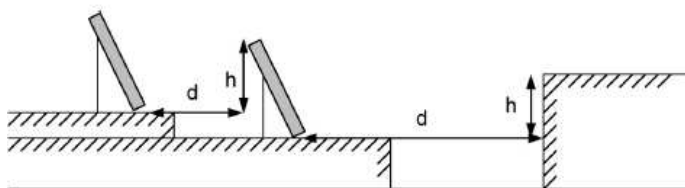


Fig. 7

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

8.3 CATÁLOGOS



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

8.3.1 CATÁLOGO DE LOS MODULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS



Hispano Energías Verdes
Suministro de módulos solares fotovoltaicos
www.energiasverdes.com



Conexión a Red

Módulo Fotovoltaico 165W

BP 3165

Recomendado

4039S-1 03/05

El BP 3165 es un módulo avanzado de 165W de 72 células policristalinas con una capa antireflectante de Nitruro de Silicio. La capa posterior blanca ofrece un excelente aspecto visual y permite una estrecha tolerancia de potencia. Está especialmente diseñado para sistemas conectados a la red, como tejados comerciales, sistemas residenciales y grandes plantas fotovoltaicas. Este módulo ofrece más eficiencia y fiabilidad que los productos policristalinos estándares además de poseer una excelente relación precio/rendimiento y una alta operabilidad.

Características

Potencia nominal	165W
Tolerancia	+/-3%
Eficiencia (Módulo)	13,1%
Voltaje nominal	24V
Garantía de potencia de salida	90% potencia de salida durante 12 años 80% potencia de salida durante 25 años Libre de defectos en materiales y mano de obra durante 5 años

Configuración

BP 3165S	Marco Universal de aluminio anodizado con cables de salida y conectores Multi-Contact.
----------	--

Parámetros utilizados en las Pruebas de Calificación

Ciclado repetitivo	200 ciclos entre -40°C y +85°C
Prueba de calor húmedo	1000 horas de exposición a 85°C y 85% de humedad relativa
Carga estática delantera y trasera (p.e. viento)	2400Pa
Carga estática delantera (p.e. nieve y viento)	5400Pa
Impacto simulado	Granizo de 25mm, desde 1m de distancia a velocidad de 23m/s

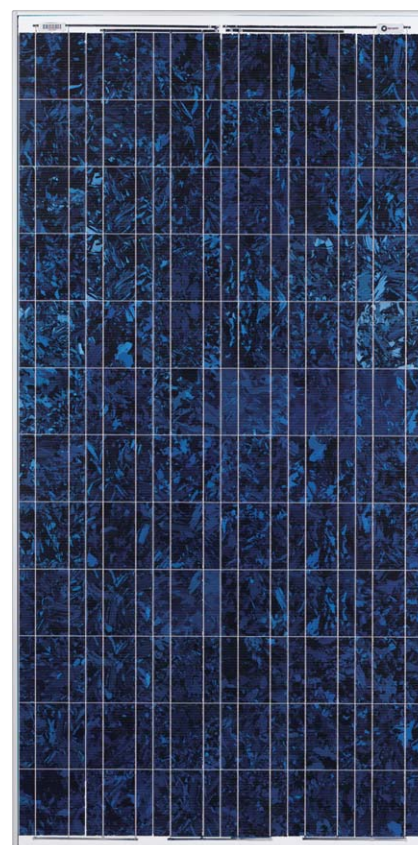
Calidad y Seguridad

- Fabricado en plantas homologadas con ISO 9001 e ISO 14003
- Conformes a las directivas de CE 89/33/EEC, 73/23/EEC, 93/68/EEC
- Certificado según IEC 61215

La medición de la potencia del módulo se lleva a cabo según la "Referencia Radiométrica Mundial" del ESTI (European Solar Test Installation) en Ispra, Italia.

Módulos enmarcados homologados por TÜV Rheinland como equipos Clase II (IEC 60364) para utilización en sistemas con tensión hasta 1000V

Módulos enmarcados listados por Underwriters Laboratories para seguridad eléctrica y contra incendios (Clasificación de incendio Clase C)

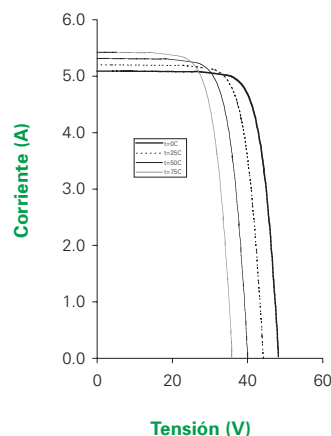


BP 3165 escala 1:14

Eficiencia (%)

9-11	11-12	12-13	13-14	14-15
------	-------	-------	-------	-------

Curvas I-V del BP 3165

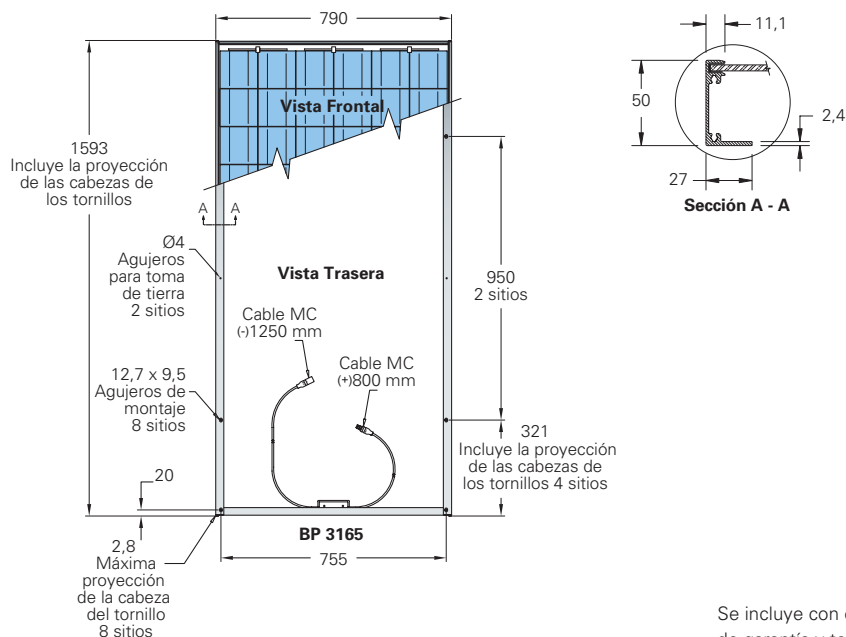




Módulo Fotovoltaico 165W BP 3165

4039S-1 03/05

Diagrama del módulo



Se incluye con cada módulo: hoja de instrucciones, documento de garantía y tornillos autorroscantes de puesta a tierra.

Características eléctricas típicas

BP 3165

Potencia máxima (P_{max})	165W
Tensión de P_{max} (V_{mp})	35,2V
Corriente en P_{max} (I_{mp})	4,7A
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	5,1A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	44,2V
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	(0,065±0,015)%/K
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-(160±20)mV/K
Coefficiente de temperatura de la P_{max}	-(0,5±0,05)%/K
NOCT (Temperatura ambiente 20°C; Irradiación solar 800W/m ² ; Velocidad del viento 1m/s)	47±2°C
Máximo valor del fusible en serie	15A
Tensión máxima del sistema	1000V (Certificado según IEC 61215) 1000V (Certificado por TÜV Rheinland)

Valores eléctricos bajo Condiciones de Medición Estandar (STC) a una irradiación de 1000W/m² con una distribución espectral de AM1.5G y una temperatura de célula de 25°C.

Características mecánicas

BP 3165S

Dimensiones (mm) (Tolerancias globales +/-3mm)	1593 x 790 x 50
Peso (kg)	15,0
Marco	Aleación clara de aluminio anodizado tipo 6063T6. Marco Universal plateado.
Células solares	72 células (125mm x 125mm) conectadas en serie y configuradas geométricamente en una matriz de 6 x 12.
Cables de salida	Cable de doble aislamiento de 3,3mm ² con conectores Multicontact. Longitudes de cable asimétricas de 1250mm (-) y 800mm (+).
Diodos	Incluidos 3 diodos Schottky de bypass 9A, 45V.
Construcción	Frontal: cristal templado de 3,2mm de alta transmisibilidad. Posterior: Tedlar® blanco; Encapsulante: EVA.

CERTIFICADO DE GARANTÍA LIMITADA BP SOLAR

BP SOLAR ofrece garantías limitadas a los compradores de productos BP SOLAR, de acuerdo con el *Warranty Level* (niveles de garantía) que se especifican en el reverso de los módulos en la etiqueta de su producto BP SOLAR, (de ahora en adelante referido como SU PRODUCTO BP SOLAR), sujetos a las exclusiones contenidas en las secciones 2 y 3 del presente documento.

Si el nivel de garantía de su producto no se especificara en el cuadro de información de garantía limitada, contacte con el servicio de atención al cliente o representante. La garantía se iniciará en la fecha de compra del producto.

CUADRO DE INFORMACIÓN DE GARANTÍA LIMITADA		
NIVEL DE GARANTÍA	MATERIALES Y MAUFACTURA	PORCENTAJE DE POTENCIA DE SALIDA ESPECIFICADA
25-12-5	5 años de garantía limitada de materiales y defectos de fabricación	25 años de garantía limitada del 80% de potencia de salida 12 años de garantía limitada del 90% de potencia de salida
0-12-2	2 años de garantía limitada de materiales y defectos de fabricación	12 años de garantía limitada del 90% de potencia de salida

SECCIÓN 1. DESCRIPCIONES DE LA GARANTÍA.

Su producto BP SOLAR puede tener una o más de las siguientes garantías. Consulte el Cuadro de información de garantía anterior para determinar qué garantía o garantías se aplican a Su producto BP SOLAR.

- A. Garantías limitadas de materiales y defectos de fabricación:
5 años de garantía limitada de materiales y manufactura
2 años de garantía limitada de materiales y manufactura

Si Su producto BP SOLAR viene acompañado de una garantía limitada de materiales y manufactura, BP SOLAR lo garantiza para los términos de su garantía (véase el Cuadro de información de garantía). Su producto BP SOLAR vendido por el presente documento, debe estar libre de defecto en materiales y manufactura. Si, durante el término de la garantía, Su producto BP SOLAR se volviera inoperativo como resultado de defectos en los materiales o manufactura, BP SOLAR, como única opción, reparará o sustituirá Su producto BP SOLAR con un producto equivalente o le devolverá el importe de la compra.

Esta garantía limitada de materiales y manufactura no garantiza un nivel especificado de salida de energía. Las garantías limitadas de porcentaje de salida de energía especificada, descritas a continuación, pueden garantizar la salida de energía. Los términos de su garantía cubren el período de tiempo expuesto en el nombre de su tipo de garantía, comenzando en la fecha de compra inicial.

- B. Garantías limitadas de porcentaje de salida de energía especificada:
25 años de garantía limitada del 80% de salida de energía
12 años de garantía limitada del 90% de salida de energía

SI SU PRODUCTO BP SOLAR viene acompañado de una garantía limitada de una salida de energía especificada, BP SOLAR garantiza Su producto BP SOLAR contra defectos en materiales y defectos de fabricación que provoquen fallos en Su producto BP SOLAR para producir el porcentaje garantizado (véase el Cuadro de información de garantía) de la potencia mínima de salida detallada en las especificaciones escritas aplicables de BP SOLAR, para los términos de su garantía (véase el Cuadro de información de garantía). Si BP SOLAR determina, utilizando las condiciones de prueba estándar de BP SOLAR, que Su producto BP SOLAR no está proporcionando el porcentaje garantizado del mínimo de potencia de salida especificado durante el término de su garantía, entonces, BP SOLAR, como única opción, reparará o sustituirá Su producto BP SOLAR, o bien le proporcionará los componentes adicionales para obtener la potencia de salida agregada para alcanzar al menos su porcentaje garantizado de la potencia mínima de salida. Los términos de su garantía cubren el período de tiempo expuesto en el nombre de su tipo de garantía, calculado desde la fecha de la compra inicial.

SECCIÓN 2. INFORMACIÓN GENERAL.

Lo siguiente se aplica a TODOS LOS PRODUCTOS BP SOLAR GARANTIZADOS:

- BP SOLAR puede, según su criterio, utilizar piezas o productos nuevos, refabricados o reformados al reparar o sustituir Su producto BP SOLAR bajo esta garantía. Las piezas o productos sustituidos serán propiedad de BP SOLAR.
- BP SOLAR no es responsable de, y el comprador por la presente acepta hacerse cargo de, los costes de cualquier trabajo local y cualquier coste asociado con la instalación, eliminación, reinstalación o transporte de Su producto BP SOLAR o de cualquier componente que necesite servicio bajo esta garantía limitada.
- No obstante no se incluye nada contrario a este certificado de garantía, las garantías aquí proporcionadas se aplicarán sólo mientras el producto garantizado aquí sea propiedad de (i) el primer comprador que adquirió el(los) producto(s) para uso propio y no con fines de reventa o (ii) por la compra del edificio donde se instaló el producto.

SECCIÓN 3. EXCLUSIONES Y LIMITACIONES DE LA GARANTÍA

Lo siguiente se aplica a TODOS LOS PRODUCTOS BP SOLAR GARANTIZADOS:

- Las garantías aquí proporcionadas no cubren daños, malfuncionamientos ni fallos de servicio provocados por:
 - No seguir las instrucciones de instalación, funcionamiento o mantenimiento de BP SOLAR;
 - Reparación, modificaciones o movimiento de Su producto BP SOLAR por otra persona que no sea un técnico de servicio aprobado por BP SOLAR, o al adjuntar a Su producto BP SOLAR equipos que no son BP SOLAR;
 - Abusar, hacer mal uso o actos negligentes;
 - Subida de voltaje, rayos, fuego, inundaciones, daños provocados por plagas, rotura accidental, acciones de terceras partes y otros eventos o accidentes fuera del control razonable de BP SOLAR y que no surjan bajo condiciones de funcionamiento normal; y
 - La rotura de los laminados cuando estos están montados en sistemas de montaje diseñados por el cliente.
- BP SOLAR NO REALIZA GARANTÍAS, EXPRESA O IMPLÍCITA, DISTINTA DE LAS GARANTÍAS AQUÍ EXPRESADAS Y, ESPECÍFICAMENTE, NO SE HACE RESPONSABLE DE NINGUNA GARANTÍA DE VENTAS O ADECUACIÓN PARA UN FIN DETERMINADO.
- CUALQUIER GARANTÍA IMPLÍCITA POR LEY Y, POR LO TANTO NO EXCLUIDA AQUÍ, INCLUYENDO AQUELLAS DE VENTA Y ADECUACIÓN PARA UN FIN DETERMINADO, ESTÁ LIMITADA A LA DURACIÓN DE LOS TÉRMINOS EXPUESTOS EN ESTA GARANTÍA.

CERTIFICADO DE GARANTÍA LIMITADA BP SOLAR

- D. BP SOLAR NO SE HACE RESPONSABLE DE NINGÚN DAÑO ESPECIAL ACCIDENTAL, CONSECUCIONAL O PUNITIVO QUE RESULTE DEL USO O FALTA DE USO O FALLO DE SU PRODUCTO BP SOLAR PARA LLEVAR A CABO LA FUNCIÓN GARANTIZADA, INCLUYENDO PERO NO LIMITADO A DAÑOS POR SERVICIOS PERDIDOS, COSTE DE SERVICIOS DE SUSTITUCIÓN, BENEFICIOS PERDIDOS O AHORRO, Y GASTOS RESULTANTES DE DEMANDAS DE TERCERAS PARTES. LA RESPONSABILIDAD MÁXIMA DE BP SOLAR BAJO CUALQUIER GARANTÍA, EXPRESA, IMPLÍCITA O ESTABLECIDA POR LEY O POR CUALQUIER DEFECTO DE FABRICACIÓN O DISEÑO, ESTÁ LIMITADA AL IMPORTE DE COMPRA DEL PRODUCTO. EL REMEDIO EXCLUSIVO DEL COMPRADOR POR LA VIOLACIÓN DE LA GARANTÍA O POR DEFECTOS DE FABRICACIÓN O DISEÑO SERÁ ÚNICAMENTE EL AQUÍ EXPUESTO.
- E. Esta garantía le proporciona derechos legales específicos y también puede disponer de otros derechos, que varían, de país a país y de estado a estado
- F. Algunos estados no permiten limitaciones en la duración de una garantía implícita, de forma que la limitación anterior no se aplica en esos casos.
- G. Algunos estados no permiten la exclusión o limitación de daños accidentales o consecuentes, de forma que la limitación o exclusión anterior no se aplica en esos casos.

Cualquier demanda o reclamación, derivada o relacionada con este certificado de garantía, debe presentarse ante los Juzgados del Estado de Maryland, USA, a excepción de aquellos productos comprados en Estados miembros de la Unión Europea o en Australia. En el supuesto de que el producto original fuera comprado en un estado miembro de la Unión Europea, cualquier demanda o reclamación, derivada o relacionada con este certificado de garantía, debe presentarse en los Juzgados españoles. En el caso de que el producto original fuera comprado en Australia, cualquier demanda o reclamación, derivada o relacionada con este certificado de garantía, debe presentarse en los Juzgado del Estado de New South Wales.

SECCIÓN 4. CÓMO OBTENER SERVICIO BAJO GARANTÍA y/o INFORMACIÓN SOBRE LAS OPCIONES DE DISPOSICIÓN Y RECICLADO

Para obtener servicio técnico bajo garantía y opciones de disposición y/o reciclado, póngase el contacto con el distribuidor donde adquirió su producto BP SOLAR o con el representante regional de servicio técnico al cliente en el centro de servicio al cliente regional de BP Solar. Los números de contacto de los centros regionales de servicio al cliente de BP Solar pueden encontrarse en (<http://www.bpsolar.com/>).

Productos Cristalinos:

BP SOLAR EUROPE & AFRICA
POL. IND. TRES CANTOS, S/N ZONA OESTE
28760 TRES CANTOS, MADRID
SPAIN
Teléfono +34 (91) 8071600

BP SOLAR AUSTRALIA
HBB WAREHOUSE
BP SOLAR PTY LTD
2 AUSTRALIA AVE
SYDNEY OLYMPIC PARK, NSW 2127
AUSTRALIA
Teléfono: +61 (2) 8762 5777

BP SOLAR INTERNATIONAL, LLC
6900 ENGLISH MUFFIN WAY
SUITE J
FREDERICK, MD 21703
USA

Teléfono: +1 (800) 521 7652 (Para hacer llamadas telefónicas sin cargo dentro los Estados Unidos de N. A. solamente)
+1 (301) 698 4200



Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

8.3.2 CATÁLOGO DE LOS INVERSORES

• 15P0710F1 •

SUNWAY TG

GUÍA DE INSTALACIÓN

Agg. 24/01/07
R04

Español

- El presente manual es parte integrante y esencial del producto. Leer atentamente las advertencias correspondientes, puesto que ofrecen importantes indicaciones sobre seguridad de uso y mantenimiento.
- Este equipo deberá destinarse al único uso para el cual ha sido expresamente diseñado. Cualquier otro uso será considerado indebido y por consiguiente peligroso. El Fabricante no podrá considerarse responsable de eventuales daños causados por usos indebidos, erróneos e irracionales.
- Elettronica Santerno se hace responsable del equipo en su configuración original.
- Cualquier intervención que altere la estructura o el ciclo de funcionamiento del equipo deberá ser realizada o autorizada por el Departamento Técnico de Elettronica Santerno.
- Elettronica Santerno no se hace responsable de las consecuencias derivadas del uso de piezas de recambio no originales.
- Elettronica Santerno se reserva el derecho de aportar eventuales modificaciones técnicas al presente manual y en el equipo sin obligación de previo aviso. En el caso de que surgiera algún error tipográfico o de otro tipo, las correcciones serán incluidas en las nuevas versiones del manual.
- Elettronica Santerno se hace responsable de las informaciones transcritas en la versión original del manual redactado en lengua Italiana.
- Propiedad reservada – Reproducción prohibida. Elettronica Santerno protege sus derechos sobre dibujos y catálogos de acuerdo con la ley.



**ELETTRONICA
SANTERNO**

Elettronica Santerno S.p.A.

Via G. Di Vittorio, 3 - 40020 Casalfiumanese (Bo) Italia

Tel. +39 0542 668611 - Fax +39 0542 668600

www.elettronicasanterno.it

salesntd@elettronicasanterno.it

1. GENERALIDADES



P000668

La línea de inversores Sunway™ TG, para sistemas conectados en red, está dedicada a las aplicaciones de media y alta potencia con salida trifásica. Permite la conversión de la energía fotovoltaica hacia la red eléctrica trifásica. El intercambio de energía con la red ocurre siempre con corrientes sinusoidales y con el factor de potencia programado normalmente en 1.

Los inversores se abastecen en dos versiones: 600V para tensiones de campo en vacío hasta 700V; 800V para tensiones de campo en vacío hasta 880V. La versión 600V es especialmente adecuada para los campos fotovoltaicos cuyas dimensiones cumplen con los límites establecidos en el DPR 547 fechado 25/04/1955.



NOTA

Los cuadros ilustrados en las fotos pueden ser modificados tanto desde el punto de vista técnico como estético, a discreción del fabricante, por eso no son vinculantes frente al usuario final.

Elettronica Santerno siempre consideró como elemento fundamental de sus productos el rendimiento de conversión, ya que conoce bien su valor para sus clientes. La eficiencia de pico del convertidor estático es superior al 98%, y el resultado global (incluyendo el transformador de baja frecuencia) puede alcanzar el 96%.

El convertidor se coloca de inmediato en posición de espera (con mínimo consumo) en caso de falta de insolación, y restablece su funcionamiento apenas las condiciones vuelven a ser favorables.

El algoritmo MPPT (seguimiento continuo del punto de máxima potencia) integrado mantiene continuamente el campo fotovoltaico en las mejores condiciones operativas. Estos y otros detalles de proyecto permiten que los inversores Sunway™ TG T puedan colocarse a los máximos niveles de producción de energía de campo fotovoltaico.

La filosofía de proyecto modular de Elettronica Santerno y la amplia gama de productos disponibles, permiten adaptarse rápidamente y con éxito a las necesidades de los clientes.

Los inversores de la línea Sunway™ TG están preparados para el funcionamiento en paralelo entre sí, incluso con un único transformador de salida. Bajo pedido, se abastecen soluciones con salida en media tensión.

Los inversores de la línea Sunway™ TG contemplan un visualizador integrado LCD que pone a disposición una grande cantidad de datos del sistema. Entre ellos, el conteo de la energía activa y reactiva suministrada y las horas de funcionamiento. Mediante el teclado incorporado, el usuario puede acceder a las medidas y a los parámetros disponibles.

El producto incluye una serial estándar RS485 para la conexión con interfaz con PC y, en caso, telecontrol.

Como opción, está disponible el Data Logger para recoger y transmitir a distancia los datos del sistema.

Como opción, está disponible la tarjeta de adquisición de los datos proveídos por los sensores ambientales, que se gestionan mediante el Data Logger.

El sistema de telegestión basado en el software Remote Sunway™ gestiona de la misma manera tanto el Sunway™ -M-XR, como los inversores trifásicos Sunway™ - TG, permitiendo un fácil control del sistema incluido en configuraciones mixtas.

Hay varias funciones de diagnóstico integradas.

La entera línea Sunway™ T está conforme con las más rigurosas directivas nacionales y europeas para la seguridad y la introducción de energía en la red. Además, gracias a las funciones incorporadas, cumple con las normas ENEL DV 1604, DK 5940. El transformador de aislamiento de frecuencia de red, establecido por la norma CEI 11-20, está siempre presente.

El sistema está completamente protegido contra cortocircuitos y sobretensiones.

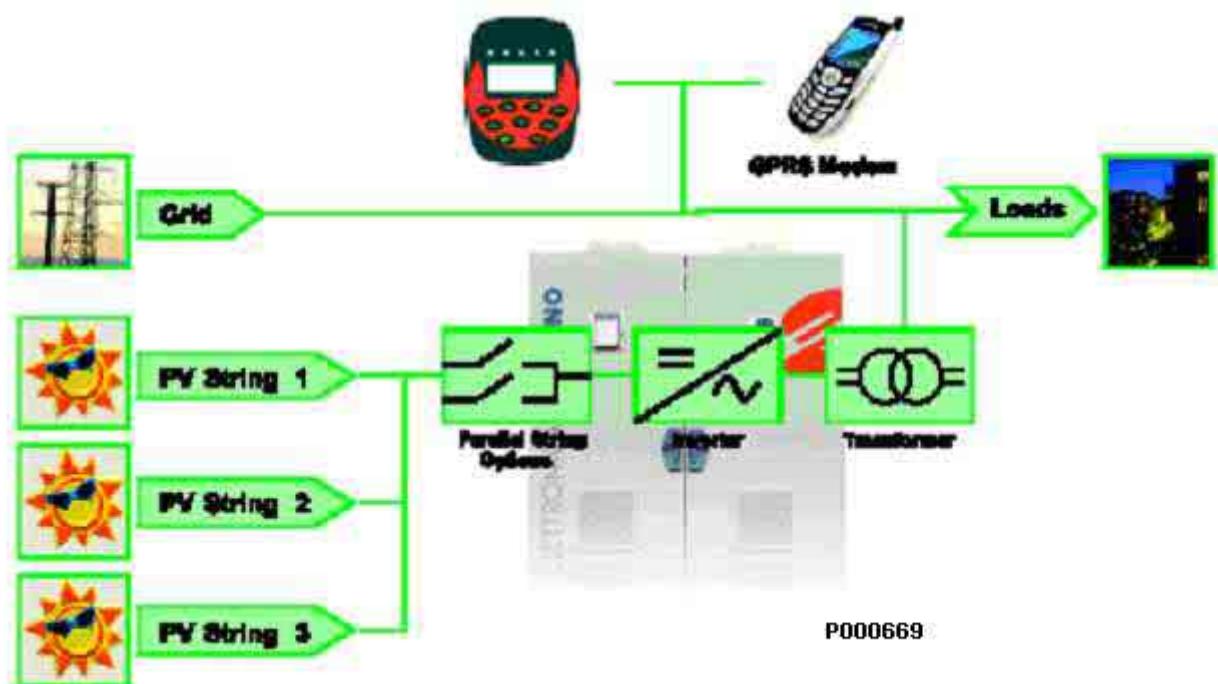
Un proyecto cuidado en sus más mínimos detalles y un control de calidad asegurado por la ISO 9001, son los elementos básicos de un producto fiable y capaz de mantener sus características invariadas en el tiempo.

Proyectados para durar en las más rígidas condiciones ambientales, aseguran amplios márgenes de seguridad durante la utilización cotidiana.

El inversor Sunway™ TG está formado principalmente por:

- sección de llegada del campo fotovoltaico con dispositivo de seccionamiento, medidas y control de aislamiento;
- convertidor estático, equipado con puente de IGBT de conmutación forzada, lógicas de control, protecciones, autodiagnóstico y medidas;
- sección de salida en corriente alterna, que incluye el transformador de aislamiento y los dispositivos de control del paralelo.

El inversor está equipado con un propio dispositivo de interfaz que funciona con umbrales de tensión y de frecuencia mínima y máxima que cumplen con la norma CEI 11-20 y DK5940.



2. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Amplia gama de tensión de alimentación 325÷550Vdc (disponible incluso con 460÷720Vdc).
- Amplia gama de potencia desde 6kWp hasta 1200kWp.
- Dispositivo de interfaz (supervisor de red) integrado.
- Conforme las normas europeas de seguridad (LVD), EMC, CEI 11-20, DV604 integrado en el inversor, ENEL DK5940, ENEL DK5740, marcado CE de conformidad con las nuevas normas armonizadas dentro del CENELEC.
- Filtros integrados en la entera gama cumpliendo con la norma EN61800-3 edición 2 relativa a los límites de emisión.
- Medida de las temperaturas del disipador y de la electrónica de control.
- Máxima seguridad con el transformador de aislamiento de frecuencia de red incorporado.
- Protección contra cortocircuitos y variaciones de tensión para la máxima fiabilidad.
- Control del aislamiento de los polos del campo fotovoltaico con posibilidad de señalización o bloqueo del inversor.
- Funcionamiento completamente automático para la máxima sencillez de utilización y de instalación.
- Control automático del sistema de enfriamiento. El sistema de ventilación se activa sólo si es necesario, según la temperatura y señala posibles alarmas de avería del ventilador. Eso permite reducir los consumos energéticos, un desgaste inferior de los ventiladores y una reducción del ruido.
- Flexibilidad: se pueden utilizar en paralelo entre sí con diferentes tipos de sistemas y tensiones de salida tanto en baja como en media tensión.
- Alto rendimiento global (sólo convertidor superior al 98% - comprensivo de transformador y auxiliares hasta el 96%).
- Explotación optimal del campo fotovoltaico con la función MPPT integrada (seguimiento continuo del punto de máxima potencia de funcionamiento de los paneles solares).
- Mantenimiento durante el tiempo de las características de fiabilidad y prestaciones.
- Forma de onda de salida perfectamente sinusoidal y $\cos\phi=1$; la gestiona un microprocesador de 32 bit de última generación.
- Alto nivel de protección para la instalación en lugares no controlados (como opción hasta IP55).
- Tablero de control en frente al cuadro, visualizador LCD de texto extendido y nueve teclas para simple e inmediata gestión y programación de los parámetros, y planteamiento de medidas en el visualizador.
- Grande cantidad de informaciones de alarma y de medida que se pueden sacar del visualizador integrado.
- Sencillez de mantenimiento incluso por parte de personal no experto.
- Interfaz en PC en ambiente WINDOWS con software REMOTE DRIVE – REMOTE SUNWAY en cinco idiomas.
- Posibilidad de monitorización, control a distancia y conexión al PC para recoger y analizar los datos del sistema (interfaz serial RS485).
- Función Data Logger opcional.

4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Los inversores de la serie SUNWAY TG se abastecen en dos versiones: Sunway TG XX 600V para tensiones de campo en vacío hasta 700V; Sunway TG XX 800V para tensiones de campo en vacío hasta 880V.

Según el modelo, los inversores se fabrican en contenedor de tipo:

- Compacto - armario individual que contiene el módulo de semiconductores y el transformador BT de aislamiento, hasta Sunway TG 110 600V (TG145 800V). Se utilizan para la conexión directa con una red BT; la conexión con una red MT necesita de un transformador elevador BT/MT adicional.
- Dual - armario individual que contiene dos módulos de semiconductores y un único transformador BT de aislamiento; se puede conectar con dos campos fotovoltaicos diferentes. Se utilizan para la conexión directa con una red BT; la conexión con una red MT necesita de un transformador elevador BT/MT adicional.
- Con transformador externo – Fabricación en dos armarios diferentes: uno contiene el módulo inversor, mientras el otro contiene el transformador BT de la máquina. La conexión con una red MT se puede efectuar directamente utilizando un transformador elevador BT/MT especial (0.202kV/xxkV para 600V, 0.270kV/xxkV para 800V) y omitiendo el transformador de aislamiento máquina para aumentar la eficiencia total del sistema.



NOTA

Los cuadros ilustrados en las fotos pueden ser modificados tanto desde el punto de vista técnico como estético, a discreción del fabricante, por eso no son vinculantes frente al usuario final.

En el pedido, hay que especificar, además de la gama de tensión d.c. deseada (600V o 800V), incluso una configuración de salida entre aquellas a continuación:

- Salida BT 400Vca trifásica
- Salida en media tensión (MT) 20000Vca trifásica u otra, según la especificación




NOTA

En caso de equipos en paralelo con un único transformador BT/BT, pedir inversores con salida en MT

SUNWAY TG 800V	
Especificaciones Eléctricas Lado DC	Conectado a la red (Grid-Connected)
Tensión máxima en vacío (Vdc)	880V
Tensión Nominal de campo fotovoltaico	650V
Campo de variación MPPT (Vdc)	430V ÷ 760V
Residuo armónico de tensión (Vdc)	<1%
Especificaciones Eléctricas Lado AC	
Tensión Nominal (Vac)	400V ± 15% (otras bajo pedido)
Tensión Nominal para conexión directa con transformador BT/MT (Vac) *	270V ± 15% (otras bajo pedido)
Frecuencia de Salida	50Hz (60Hz bajo pedido)
Corriente nominal de corto circuito **	1.5I _n
cosφ	1
Distorsión de la corriente de salida (%)	<3%
Datos Generales	
Rendimiento máximo del convertidor	97.3%
Rendimiento total*** en 20% P _n	92.3%
Rendimiento total*** en 70% P _n	95.0%
Rendimiento total*** en 100% P _n	94.5%
Puente de conversión	IGBT
Transformador de Aislamiento	Trifásico de alto rendimiento
Tensión de Aislamiento Hacia Tierra	2.5kV (Según EN 60439-1)
Tensión de Aislamiento entre entrada y salida	2.5kV (Según EN 60439-1)
Grado de Protección IP	IP44 (hasta IP55 opcional)
Descargadores de sobretensión	Instalados en cada polaridad de entrada
Dispositivo de pérdida de aislamiento (Opcional)	Conectable/desconectable; mínima impedancia hacia tierra y tiempo de intervención calibrables
Ruido en un metro en el rango 16Hz 20kHz (db)	55 (65 con ventiladores funcionantes)
Enfriamiento	Ventiladores para cuadro y transformador con termostato calibrable
Temperatura de funcionamiento (°C)	-10 ÷ +45°C
Temperatura media de referencia (°C)	+40°C
Temperatura de almacenamiento (°C)	-20 ÷ +60°C
Humedad relativa (%)	95% máx.
* para modelos con transformador externo	
** El valor efectivo depende de las reales condiciones de funcionamiento de la red	
*** comprensivo de pérdidas en el transformador de aislamiento y auxiliares	

**NOTA**

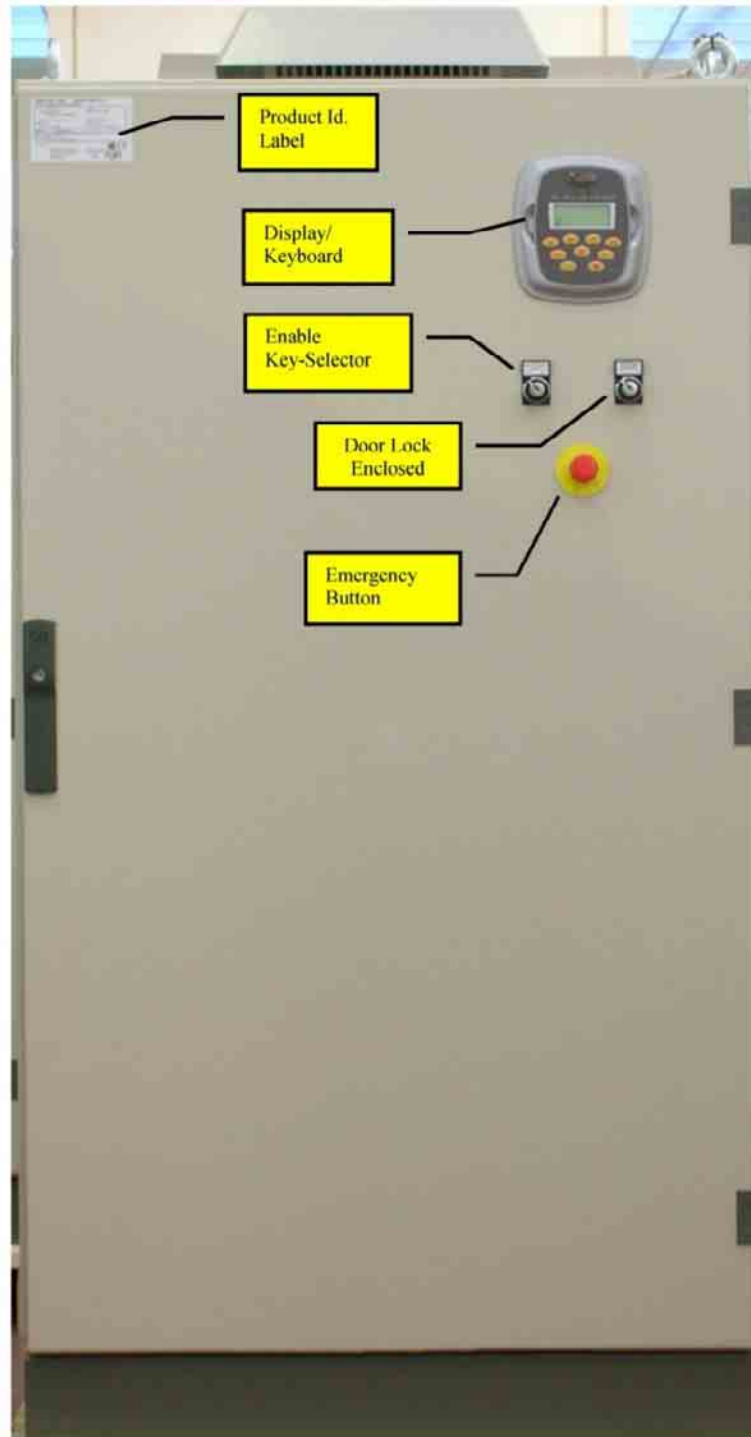
Corriente nominal de corto circuito o contribución a la corriente de corto circuito. El inversor Sunway TG es un dispositivo controlado en corriente, por eso no puede suministrar corrientes altas y por un largo periodo en caso de averías en la red (a diferencia de los generadores rotatorios que pueden suministrar varias veces la corriente nominal). Sin embargo, en caso de corto-circuito, la corriente puede ser suministrada de manera transitoria en la avería, eso depende de diferentes factores: corriente suministrada en el momento de la avería, impedancia de la línea, trecho de línea interesada... Este manual indica de manera razonable el valor de la contribución al corto circuito cuando la avería ocurre mientras el inversor suministra la corriente nominal I_n (condición más desfavorable).

	Potencia de pico campo FV	Potencia máxima de salida	Potencia nominal de salida	Corriente nominal de salida	Corriente nominal de entrada	Dimensiones (LxAxP) Dimension (LxHxD)	Peso
Modelo compacto	kWp	kW	kW	A	A	(mm)	kg
SUNWAY TG 6 600V	6,2	5,2	4,7	6,8	14,1	800x1500x600*	238
SUNWAY TG 8 600V	7,5	6,3	5,8	8,3	17,2		238
SUNWAY TG 10 600V	10,3	8,7	7,9	11,4	23,5	800x1606x600**	260
SUNWAY TG 14 600V	13,7	11,6	10,5	15,2	31,4		260
SUNWAY TG 16 600V	15,8	13,4	12,2	17,6	36,4		280
SUNWAY TG 19 600V	18,6	15,7	14,3	20,6	42,6		280
SUNWAY TG 21 600V	21,1	17,9	16,2	23,4	48,5		310
SUNWAY TG 26 600V	26,4	22,3	20,3	29,3	60,6		340
SUNWAY TG 33 600V	33,0	27,9	25,4	36,6	75,7		800x1606x600
SUNWAY TG 37 600V	36,5	30,9	28,1	40,5	83,7	375	
SUNWAY TG 42 600V	42,4	35,9	32,6	47,1	97,4	800x1856x600	450
SUNWAY TG 47 600V	46,8	39,6	36,0	52,0	107,5		450
SUNWAY TG 53 600V	53,1	44,9	40,8	58,9	121,8		518
SUNWAY TG 61 600V	61,0	51,6	46,9	67,7	140,1		518
SUNWAY TG 75 600V	74,3	62,8	57,1	82,5	170,5	1000x2256x800	680
SUNWAY TG 90 600V	88,9	75,2	68,4	98,7	204,0		790
SUNWAY TG 110 600V	109,5	92,7	84,3	121,6	251,4		832
SUNWAY TG 8 800V	8,2	7,0	6,3	9,1	14,1	800x1500x600*	235
SUNWAY TG 10 800V	10,0	8,5	7,7	11,1	17,2		250
SUNWAY TG 14 800V	13,7	11,6	10,5	15,2	23,5	800x1606x600**	310
SUNWAY TG 18 800V	18,3	15,5	14,1	20,3	31,4		310
SUNWAY TG 21 800V	21,2	17,9	16,3	23,5	36,4		320
SUNWAY TG 25 800V	24,8	21,0	19,1	27,6	42,6		340
SUNWAY TG 28 800V	28,2	23,9	21,7	31,3	48,5		350
SUNWAY TG 35 800V	35,3	29,8	27,1	39,2	60,6		360
SUNWAY TG 44 800V	44,1	37,3	33,9	49,0	75,7	800x1856x600	450
SUNWAY TG 49 800V	48,8	41,3	37,5	54,1	83,7		484
SUNWAY TG 57 800V	56,7	48,0	43,6	63,0	97,4		492
SUNWAY TG 63 800V	62,6	53,0	48,2	69,5	107,5		550
SUNWAY TG 71 800V	70,9	60,0	54,5	78,7	121,8		650
SUNWAY TG 82 800V	81,5	69,0	62,7	90,5	140,1	1000x2256x800	670
SUNWAY TG 100 800V	99,3	84,0	76,4	110,2	170,5		810
SUNWAY TG 120 800V	118,8	100,5	91,4	131,9	204,0		850
SUNWAY TG 145 800V	146,4	123,9	112,6	162,5	251,4		900
* entrada y salida aire de enfriamiento en los flancos de derecha e izquierda							
** entrada aire de enfriamiento en el flanco de izquierda							

5. NORMAS

INMUNIDAD :	Prueba de inmunidad a las descargas electrostáticas según EN61000-4-2 Niveles : 6kV para descarga en contacto 8kV para descarga en aire
	Prueba de inmunidad a los transitorios eléctricos rápidos según EN61000-4-4 Niveles : 2kV/5kHz lado campo PV y lado batería 2kV/5kHz serial RS232.
	Prueba de inmunidad a impulsos según EN61000-4-5 Niveles: 1kV polo+/polo- lado campo PV. 2kV polo+/tierra lado campo PV. 2kV polo -/tierra lado campo PV. 1kV polo+/polo- lado batería. 2kV polo+/tierra lado batería. 2kV polo - /tierra lado batería.
	Emisiones Conducidas: EN55011 grupo 1 clase B
DIRECTIVAS PARA AUTOPRODUCTORES:	CEI 11-20, DV604, DK5940, DK5740

6.4. Descripción de mandos y dispositivos en la parte anterior del cuadro.



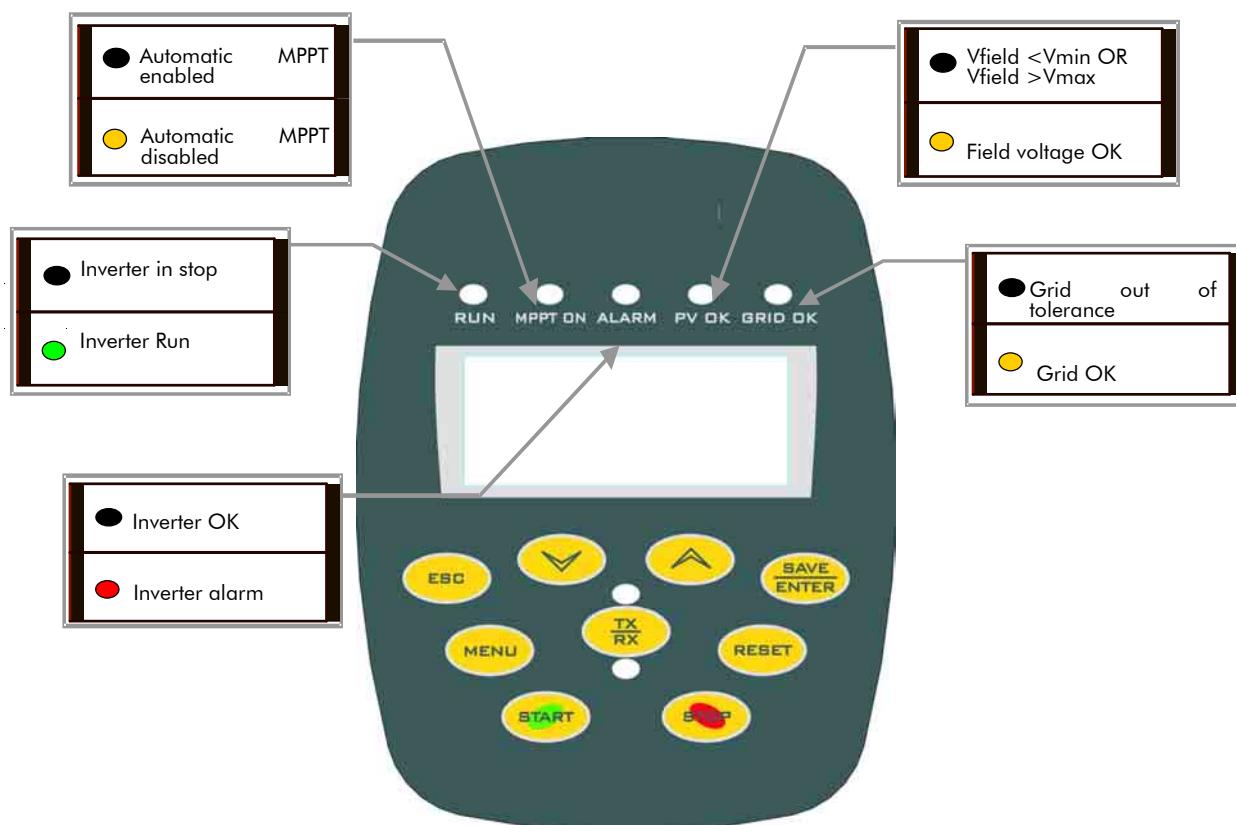
P000577-B

6.5. Módulo visualizador/teclado

En el módulo visualizador/teclado hay siete LED, el visualizador de cristal líquido de cuatro líneas con dieciséis caracteres, un zumbador y nueve teclas. En el visualizador aparecen el valor de los parámetros, los mensajes diagnósticos y el valor de los tamaños procesados por el inversor.

Para más detalles relativos a la estructura de los menús, la programación de los parámetros, la selección de las medidas y los mensajes en el visualizador, hacer referencia al manual de programación.

La figura a continuación resume el significado de los LED de señalización y permite identificar también la posición de los mismos en la parte anterior del módulo teclado/visualizador.



11. DECLARACIÓN CE DE CONFORMIDAD



DECLARACION DE CONFORMIDAD **de Los INVERSORES de CONEXIÓN a RED**

El constructor
ELETTRONICA SANTERNO S.P.A.
Via G. Di Vittorio, 3 - 40020 Casalfiumanese (BO) - Italia

Declara que la familia de Inversores Fotovoltaicos
SUNWAY TG PARA CONEXIÓN A RED

Estan diseñados y ensayados de acuerdo a las NORMAS establecidas en las
DIRECTIVAS (EMW 89/336/CEE y la 2004/108/CE),
Y LA DIRECTIVA BAJA TENSION (73/23/CEE, 93/68/CEE, 89/336/CEE,
92/31/CEE, 93/68/CEE E 93/97/CEE)

del CONSEJO DE LA UNION EUROPEA,

y cumplen los valores limites exigidos en las NORMAS:

EN 50178 (1999-03)
EN55022 +A1(2001)+ A2(2003) (CISPR22)
EN 61000-3-2 (2002)
EN 61000-6-1 (2002)
EN 61000-6-3 (2002)

QUE LE DA EL DERECHO DE LLEVAR EL SIMBOLO **CE** EN SU CAJA

Asi mismo declara que los inversores mencionados incorporan las siguientes funciones de seguridad :

- Seguridad de las personas y de la instalación mediante trasformador de aislamiento galvanico de baja frecuencia y electrónica de conmutación a alta frecuencia, considerada como equivalente, de acuerdo al REAL DECRETO RD 1663/2000, y tambien cumplen con las normativas establecida en el mismo REAL DECRETO sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a red in baja tensión.
- Protección de maxima y minima tension de salida en alterna, [-15%...+10%]Un, y protección de maxima y minima frecuencia [49...51Hz]
- El software y las funciones de protección no pueden ser modificadas por el usuario sin una manipulacion del interior del Inversor.
- Rearme automático de la conexión (5 seg.) una vez establecida la normalidad en la red.
- Protección contra sobrettemperatura.

LUGAR y FECHA
Casalfiumanese, 16/01/2007

General Manager
BOMBARDA ING. GIORGIO



Elettronica Santerno Spa
Società soggetta all'attività di
direzione e coordinamento di
Carraro Spa

Stabilimenti e uffici
Via G. Di Vittorio 3
40020 Casalfiumanese (Bo) Italia
Tel. +39 0542 668611
Fax +39 0542 668600
www.elettronicasanterno.com
sales@elettronicasanterno.it

Divisione R&D
S.S. Selice 47
40060 Imola (Bo)
Tel. +39 0542 687711
Fax +39 0542 687722

Ufficio Milano
Via Trieste 99
20064 Gorgonzola (Mi)
Tel. +39 02 95138126
Tel. +39 02 95179254
Tel. +39 02 95179458
Fax +39 02 95139216

Cap. Soc. € 2.500.000 i.v.
Codice Fiscale e Partita Iva
03686440284
R.E.A. PD 328951
Cod. Mecc. PD 054138
Cod. Ident. IVA Intracom.
IT03686440284



DECLARATION OF CONFORMITY

Elettronica Santerno S.p.A.

Via G. Di Vittorio, 3 - 40020 Casalfiumanese (BO) - Italia

AS MANUFACTURER

DECLARE

UNDER OUR SOLE RESPONSABILITY

THAT THE INVERTERS FROM **SUNWAY TG** LINE,

TO WHICH THIS DECLARATION RELATES,

APPLIED UNDER CONDITIONS SUPPLIED IN THE USER'S MANUAL,

CONFORMS TO THE FOLLOWING STANDARDS OR NORMATIVE DOCUMENTS:

EN 61000-6-3 (2002)	Electromagnetic compatibility – Generic standards Part 6-3: Emission standard for residential, commercial and light-industrial environments
EN 61000-3-2 (2002)	Electromagnetic compatibility (EMC).- Part 3 Limits – Section 2 Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase)
EN 61000-3-3 (2002)	Electromagnetic compatibility (EMC). Part 3 Limits – Section 3 : Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage supply systems for. equipment with rated current ≤ 16 A
EN 61000-3-11 (2000)	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-11: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems – Equipment with rated current ≤ 75 A and subject to conditional connection
EN 61000-2-2 (2003)	Electromagnetic compatibility (EMC) . Part 2-2: Environment . Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems
EN 55011 (1999)	Limits and methods of measurement of radio disturbance characteristics of industrial, scientific and medical (ISM) radio-frequency equipment
EN 55014 (1993)	Electromagnetic compatibility Requirements for household appliances, electric tools and similar apparatus Part 1: Emission
EN 61000-3-4 (1998)	Electromagnetic compatibility (EMC).- Part 3-4 Limits for harmonic current emissions (equipment input current > 16 A per phase)
EN 61000-3-12 (2004)	Electromagnetic compatibility (EMC).- Part 3-12 Limits for harmonic current emissions (equipment input current > 16 A and ≤ 75 A per phase)
EN55022 +A1(2001)+A2(2003) (CISPR22)	Limit and methods of measurement of radio disturbance characteristics of industrial, scientific and medical (ISM) radio-frequency equipment. (Range 0.15MHz-30MHz)

FOLLOWING THE PROVISIONS OF ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY DIRECTIVE
89/336/EEC AND SUBSEQUENT AMENDMENTS 92/31/EEC, 93/68/EEC , 93/97/EEC
AND 2004/108/CE

LUOGO E DATA

Casalfiumanese, 22/01/2007

General Manager
BOMBARDA ING. GIORGIO



Elettronica Santerno Spa
Società soggetta all'attività di
direzione e coordinamento di
Carraro Spa

Stabilimenti e uffici
Via G. Di Vittorio 3
40020 Casalfiumanese (Bo) Italia
Tel. +39 0542 668611
Fax +39 0542 668600
www.elettronicasanterno.com
sales@elettronicasanterno.it

Divisione R&D
S.S. Selice 47
40060 Imola (Bo)
Tel. +39 0542 687711
Fax +39 0542 687722

Ufficio Milano
Via Trieste 99
20064 Gorgonzola (Mi)
Tel. +39 02 95138126
Tel. +39 02 95179254
Tel. +39 02 95179458
Fax +39 02 95139216

Cap. Soc. € 2.500.000 i.v.
Codice Fiscale e Partita Iva
03686440284
R.E.A. PD 328951
Cod. Mecc. PD 054138
Cod. Ident. IVA Intracom.
IT03686440284



EC DECLARATION OF CONFORMITY

Elettronica Santerno S.p.A.

Via G. Di Vittorio, 3 - 40020 Casalfiumanese (BO) - Italia

AS MANUFACTURER

DECLARE

UNDER OUR SOLE RESPONSABILITY

THAT THE INVERTERS FROM **SUNWAY TG** LINE,

TO WHICH THIS DECLARATION RELATES,

APPLIED UNDER CONDITIONS SUPPLIED IN THE USER'S MANUAL,

CONFORMS TO THE FOLLOWING STANDARDS OR NORMATIVE DOCUMENTS:

EN 61000-6-1 (2002)	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-1: Generic standards Immunity for residential, commercial and light-industrial environments
EN 61000-2-2 (2003)	Electromagnetic compatibility (EMC)– Part 2: Environment Section 2: Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems
EN 61000-4-2 (1996) + A1(1999)	Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4: Testing and measurement techniques. Section 2: Electrostatic discharge immunity test. Basic EMC Publication.
EN 61000-4-3 (2003)	Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4: Testing and measurement techniques. Section 3: Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test.
EN 61000-4-4 (1996) +A1 (2001)	Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4: Testing and measurement techniques. Section 4: Electrical fast transient/burst immunity test. Basic EMC Publication.
EN 61000-4-5 (1995) +A1 (2001)	Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4: Testing and measurement techniques. Section 5: Surge immunity test.
EN 61000-4-6 (1997) +A1 (2001)	Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4: Testing and measurement techniques. Section 6: Immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields
EN 61000-4-8 (1997)	Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4: Testing and measurement techniques. Section 8: Power frequency magnetic field immunity test
EN 61000-4-11 (1996)	Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4: Testing and measurement techniques. Section 11: Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity test

FOLLOWING THE PROVISIONS OF ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY DIRECTIVE
89/336/EEC AND SUBSEQUENT AMENDMENTS 92/31/EEC, 93/68/EEC , 93/97/EEC AND
2004/108/CE

LUOGO E DATA
Casalfiumanese, 22/01/2007

General Manager
BOMBARDA ING. GIORGIO




Elettronica Santerno Spa
Società soggetta all'attività di
direzione e coordinamento di
Carraro Spa

Stabilimenti e uffici
Via G. Di Vittorio 3
40020 Casalfiumanese (Bo) Italia
Tel. +39 0542 668611
Fax +39 0542 668600
www.elettronicasanterno.com
sales@elettronicasanterno.it

Divisione R&D
S.S. Selice 47
40060 Imola (Bo)
Tel. +39 0542 687711
Fax +39 0542 687722

Ufficio Milano
Via Trieste 99
20064 Gorgonzola (Mi)
Tel. +39 02 95138126
Tel. +39 02 95179254
Tel. +39 02 95179458
Fax +39 02 95139216

Cap. Soc. € 2.500.000 i.v.
Codice Fiscale e Partita Iva
03686440284
R.E.A. PD 328951
Cod. Mecc. PD 054138
Cod. Ident. IVA Intracom.
IT03686440284



ELETRONICA
SANTERNO



EC DECLARATION OF CONFORMITY

Elettronica Santerno S.p.A.

Via G. Di Vittorio, 3 - 40020 Casalfiumanese (BO) - Italia

AS MANUFACTURER

DECLARE

UNDER OUR SOLE RESPONSABILITY

THAT THE INVERTERS FROM **SUNWAY TG** LINE,

TO WHICH THIS DECLARATION RELATES,

APPLIED UNDER CONDITIONS SUPPLIED IN THE USER'S MANUAL,

CONFORMS TO THE FOLLOWING STANDARDS OR NORMATIVE DOCUMENTS:

EN 60146-1-1 (1995-04) + /A1 (1998)	Semiconductor converters. General requirements and line commutated converters. Part 1-1: Specifications of basic requirements.
EN 60146-2 (2001)	Semiconductor converters –Part 2: Self-commutated semiconductor converters including direct d.c. converters
IEC 664-1 (1992-10)	Insulation coordination for equipment within low-voltage systems. Part 1: Principles, requirements and tests.
EN 60529 (1992-09) /EC(1993-09) /A1(2000-6)	Degrees of protection provided by enclosures (IP Code). Basic European Standard and subsequent amendments.
EN 50178 (1999-03)	Electronic equipment for use in power installations.
CEI 11-20 (2000-08) CEI 11-20; V1 (2004-08)	Electrical energy production system and uninterruptible power systems connected to I and II class network. Basic European Standard and successive update issues and amendments
IEC 62103 (2003)	Electronic equipment for use in power installations. for residential, commercial and light-industrial environments
EN 60439-1 (2004)	Low-Voltage Switchgear and Control gear Assemblies - Part 1: Type-Tested and Partially Type-Tested Assemblies-AMD 15206
IEC62109-1	Safety of Power converters for use in Photo Voltaic power systems – Part1 : General requirements
IEC62109-2	Safety of Power converters for use in Photo Voltaic power systems – Part 2 : Particular requirements for inverters
EN 61727 (2004-10)	Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface.

FOLLOWING THE PROVISIONS OF : **ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY DIRECTIVE** 89/336/EEC AND SUBSEQUENT AMENDMENTS 92/31/EEC, 93/68/EEC , 93/97/EEC , 2004/108/CE, AND THE PROVISIONS OF **LOW VOLTAGE DIRECTIVE** 73/23/EEC AND SUBSEQUENT AMENDMENT 93/68/EEC.
LAST TWO DIGITS OF THE YEAR IN WHICH THE CE MARKING WAS AFFIXED: **05**

LUOGO E DATA

Casalfiumanese, 22/01/2007

General Manager
BOMBARDA ING. GIORGIO



Elettronica Santerno Spa
Società soggetta all'attività di
direzione e coordinamento di
Carraro Spa

Stabilimenti e uffici
Via G. Di Vittorio 3
40020 Casalfiumanese (Bo) Italia
Tel. +39 0542 668611
Fax +39 0542 668600
www.elettronicasanterno.com
sales@elettronicasanterno.it

Divisione R&D
S.S. Selice 47
40060 Imola (Bo)
Tel. +39 0542 687711
Fax +39 0542 687722

Ufficio Milano
Via Trieste 99
20064 Gorgonzola (Mi)
Tel. +39 02 95138126
Tel. +39 02 95179254
Tel. +39 02 95179458
Fax +39 02 95139216

Cap. Soc. € 2.500.000 i.v.
Codice Fiscale e Partita Iva
03686440284
R.E.A. PD 328951
Cod. Mecc. PD 054138
Cod. Ident. IVA Intracom.
IT03686440284



DECLARATION Of The MANUFACTURER

Elettronica Santerno S.p.A.

Via G. Di Vittorio, 3 - 40020 Casalfiumanese (BO) - Italia

AS MANUFACTURER

DECLARE

UNDER OUR SOLE RESPONSABILITY

THAT THE INVERTERS FROM **SUNWAY TG** LINE,

TO WHICH THIS DECLARATION RELATES,

APPLIED UNDER CONDITIONS SUPPLIED IN THE USER'S MANUAL,

AND WORKING AT THE RIGHT ENVIRONMENTAL CONDITIONS,

SHOW THE FOLLOWING VALUES FOR THE MAIN PARAMETERS OF THE

LOW VOLTAGE UTILITY GRID-TIE INTERFACE:

Grid Protection	Operation Thresholds	Operate time
Under Voltage	320 V	< 200ms
Over Voltage	480 V	<100ms
Under Frequency	49,7 Hz	<100ms
Over Frequency	50,3 Hz	<100ms

AND CONFORMS TO THE STANDARDS: CEI 11-20, CEI EN 61727 AND ENEL DK 5940

THIS VALUES ARE FACTORY SETTINGS AND **MAY BE CHANGED** TO COMPLY WITH
LOCAL REGULATIONS AND STANDARDS, **ONLY WHEN AUTHORIZED** OR PERFORMED
BY THE **ENGINEERING DEPARTMENT OF ELETTRONICA SANTERNO**

LUOGO E DATA

Casalfiumanese, 22/01/2007

General Manager

BOMBARDA ING. GIORGIO



Elettronica Santerno Spa
Società soggetta all'attività di
direzione e coordinamento di
Carraro Spa

Stabilimenti e uffici
Via G. Di Vittorio 3
40020 Casalfiumanese (Bo) Italia
Tel. +39 0542 668611
Fax +39 0542 668600
www.elettronicasanterno.com
sales@elettronicasanterno.it

Divisione R&D
S.S. Selice 47
40060 Imola (Bo)
Tel. +39 0542 687711
Fax +39 0542 687722

Ufficio Milano
Via Trieste 99
20064 Gorgonzola (Mi)
Tel. +39 02 95138126
Tel. +39 02 95179254
Tel. +39 02 95179458
Fax +39 02 95139216

Cap. Soc. € 2.500.000 i.v.
Codice Fiscale e Partita Iva
03686440284
R.E.A. PD 328951
Cod. Mecc. PD 054138
Cod. Ident. IVA Intracom.
IT03686440284



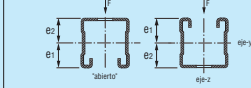
Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

8.3.3 CATÁLOGO DE LA ESTRUCTURA SOPORTE

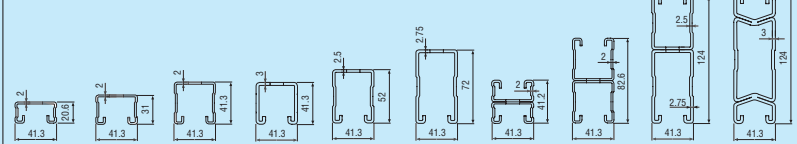
Sistema de Instalación de Carriles MQ

Datos técnicos

Definición de los ejes



Secciones de los carriles



		MQ-21	MQ-31	MQ-41	MQ-41/3	MQ-52	MQ-72	MQ-21 D	MQ-41 D	MQ-52-72 D	MQ-124X D
Espesor de la sección	t [mm]	2.0	2.0	2.0	3.0	2.5	2.75	2.0	2.0	2.5/2.75	3.0
Área de la sección	A [mm²]	165.3	204.9	245.1	348.4	352.1	492.8	330.6	490.3	844.9	1237.2
Peso del carril	[kg/m]	1.44	1.76	2.08	2.91	2.94	4.10	2.90	4.19	7.08	9.84
Longitudes	[m]	3/6	3/6	3/6	3/6	6	6	3/6	3/6	6	6
Material											
Carga permitida	σ_{perm} [N/mm²]	188.3	181.8	175.3	188.3	181.8	175.3	188.3	175.3	175.3	162.3
Acabado de la superficie											
Galvanizado sendzimir		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Propiedades mecánicas											
Eje Y											
Eje de gravedad "abierto" ¹⁾	e ₁ [mm]	10.84	16.01	21.13	21.52	26.67	36.79	20.60	41.30	62.02	62.00
Eje de gravedad	e ₂ [mm]	9.76	14.99	20.17	19.78	25.33	35.22	20.60	41.30	61.99	62.00
Momento de inercia	I _y [cm⁴]	0.92	2.60	5.37	7.02	11.41	28.70	4.98	30.69	115.41	188.04
Módulo resistente "abierto"	W _{y1} [cm³]	0.85	1.62	2.54	3.26	4.28	7.80	2.42	7.43	18.61	30.33
Módulo resistente	W _{y2} [cm³]	0.94	1.73	2.66	3.55	4.50	8.15	2.42	7.43	18.62	30.33
Radio de giro	i _y [cm]	0.74	1.13	1.48	1.42	1.80	2.41	1.23	2.50	3.70	3.90
Momento flector ²⁾	M _y [Nm]	159	295	446	614	778	1368	455	1303	3263	4923
Eje Z											
Momento de inercia	I _z [cm⁴]	4.39	5.83	7.33	10.44	10.79	15.40	8.78	14.67	26.13	31.62
Módulo resistente	W _z [cm³]	2.13	2.82	3.55	5.06	5.23	7.46	4.25	7.10	12.65	15.31
Radio de giro	i _z [cm]	1.63	1.69	1.73	1.73	1.75	1.77	1.63	1.73	1.76	1.60

Selección de la sección del carril:

- Los siguientes valores de carga, se refieren a una carga puntual F (kN) colocada en L/2.
- Para otras distribuciones de la carga, se puede considerar la suma de todas ellas como una puntual F (kN) situada en L/2.
- Esta tabla es solo aproximada para un cálculo rápido.
- Para las longitudes máximas señaladas en la tabla L (cm), no se supera la tensión máxima del acero $\sigma_{perm} = 160 \text{ N/mm}^2$, ni una flecha máxima del carril L/200.

F (kN)	Longitud máxima, L (cm) / flecha máxima, f (mm)															
	L (cm)	f (mm)	L (cm)	f (mm)	L (cm)	f (mm)	L (cm)	f (mm)	L (cm)	f (mm)	L (cm)	f (mm)	L (cm)	f (mm)	L (cm)	f (mm)
0.25	133	6.7	218	10.9	306	15.3	337	16.8	419	20.9	599	29.9	288	14.4	614	30.7
0.50	95	4.8	159	7.9	226	11.3	254	12.7	321	16.0	482	24.1	216	10.8	496	24.8
0.75	78	3.9	131	6.5	187	9.3	212	10.6	268	13.4	411	20.5	179	9.0	424	21.2
1.00	63	2.8	114	5.7	163	8.1	185	9.2	235	11.7	364	18.2	156	7.8	375	18.8
1.25	51	1.8	94	4.0	141	6.6	166	8.3	211	10.5	329	16.5	140	7.0	340	17.0
1.50	42	1.2	78	2.8	118	4.6	152	7.6	193	9.7	303	15.1	120	5.3	313	15.6
1.75	36	<1	67	2.0	101	3.4	139	6.7	175	8.3	282	14.1	103	3.9	288	14.1
2.00	32	<1	59	1.6	89	2.6	122	5.2	154	6.5	264	13.2	90	3.0	254	11.0
2.25	28	<1	52	1.2	79	2.1	108	4.1	137	5.1	238	10.8	80	2.4	227	8.9
2.50	25	<1	47	1.0	71	1.7	98	3.3	123	4.2	215	8.9	72	1.9	205	7.3
2.75	23	<1	43	<1	65	1.4	89	2.8	112	3.5	196	7.4	66	1.6	187	6.1
3.00	21	<1	39	<1	59	1.2	82	2.3	103	2.9	180	6.3	60	1.3	172	5.1
3.50	18	<1	34	<1	51	<1	70	1.7	88	2.2	155	4.6	—	—	148	3.8
4.00	16	<1	29	<1	44	<1	61	1.3	77	1.7	136	3.6	—	—	129	2.9
4.50	14	<1	26	<1	39	<1	54	1.0	69	1.3	121	2.8	—	—	115	2.3
5.00	12	<1	23	<1	36	<1	49	<1	62	1.1	109	2.3	—	—	104	1.9
6.00	10	<1	19	<1	30	<1	41	<1	52	<1	91	1.6	—	—	87	1.3
7.00	9	<1	17	<1	25	<1	35	<1	44	<1	78	1.2	—	—	—	—
8.00	7	<1	14	<1	22	<1	31	<1	39	<1	68	<1	—	—	—	—

Ejemplo de selección:

- 1.0 kN (100 kg) deberán ir soportados por un carril que tenga un ancho L = 100 cm (con una carga puntual colocada en L/2).
- Solución:**
- Seleccione la línea que muestra la carga, F = 1.0 kN.
- Se pueden usar los carriles MQ-31 a MQ-124XD porque su ancho de tramo permitido (valor tabulado) es mayor o igual al tramo necesario, L = 100 cm.

¹⁾ El menor de los valores (W_{y1}, W_{y2}) es decisivo para calcular el momento.
²⁾ El momento admisible es M_{y,perm} = 160 N/mm² · min. (W_{y1}, W_{y2})

Conversión	kp	kg	N	kN
1 kp	—	1	10	0.01
1 kg	1	—	10	0.01
1 N	0.1	0.1	—	0.001
1 kN	100	100	1000	—

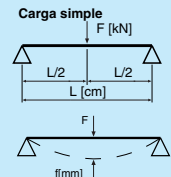


Diagrama de selección de los carriles Un solo tramo (apoyado en ambos lados)

Con una carga puntual F (Kn) colocada en L/2

Todos los valores se han calculado para una carga permitida de σ_{ad} (consulte los datos técnicos para conocer la sección del carril) y una deflexión de L/200.

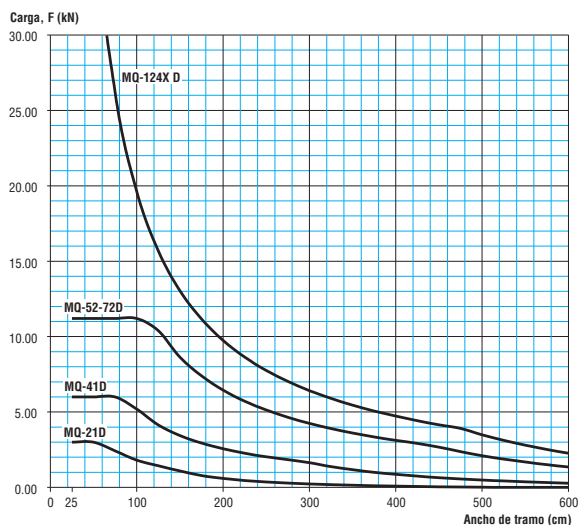
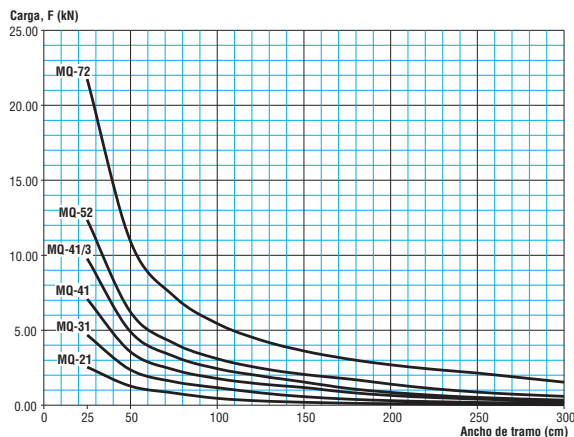
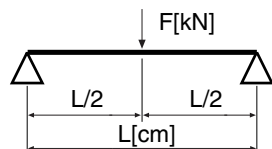
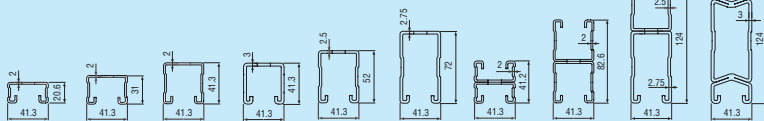
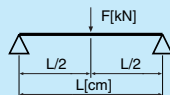


Tabla de selección de carriles






Un solo tramo (apoyado en ambos lados)
con una carga puntual a mitad del tramo, L/2



Ancho de tramo, L (cm)	MQ-21		MQ-31		MQ-41		MQ-41/3		MQ-52		MQ-72		MQ-21 D		MQ-41 D		MQ-52-72 D		MQ-124X D	
	F (kN) max.	f (mm) L/200	F (kN) max.	f (mm) L/200	F (kN) max.	f (mm) L/200	F (kN) max.	f (mm) L/200	F (kN) max.	f (mm) L/200	F (kN) max.	f (mm) L/200	F (kN) max.	f (mm) L/200	F (kN) max.	f (mm) L/200	F (kN) max.	f (mm) L/200	F (kN) max.	f (mm) L/200
25	2.53	<1	4.68	<1	7.08	<1	9.78	0.2	12.36	<1	21.75	<1	3.00	<1	6.00	<1	11.20	<1	78.33	<1
50	1.27	1.7	2.35	1.1	3.56	<1	4.90	0.9	6.20	<1	10.92	<1	3.00	<1	6.00	<1	11.20	<1	39.31	<1
75	0.82	3.8	1.56	2.5	2.37	1.9	3.26	2.0	4.13	1.5	7.27	1.1	2.42	2.0	6.00	<1	11.20	<1	26.21	<1
100	0.45	5.0	1.17	4.5	1.77	3.3	2.44	3.5	3.09	2.7	5.45	1.9	1.81	3.6	5.19	1.7	11.20	<1	19.64	1.0
125	0.28	6.3	0.82	6.3	1.41	5.2	1.95	5.4	2.47	4.2	4.35	3.0	1.44	5.7	4.14	2.6	10.39	1.8	15.69	1.6
150	0.19	7.5	0.57	7.5	1.17	7.4	1.54	7.5	2.05	6.1	3.62	4.3	1.09	7.5	3.44	3.8	8.65	2.5	13.05	2.3
175	0.14	8.8	0.41	8.8	0.86	8.8	1.12	8.8	1.75	8.3	3.09	5.8	0.79	8.8	2.94	5.2	7.39	3.4	11.17	3.2
200	0.10	10.0	0.31	10.0	0.65	10.0	0.85	10.0	1.40	10.0	2.69	7.6	0.59	10.0	2.56	6.8	6.45	4.5	9.75	4.2
225	0.07	11.3	0.23	11.3	0.51	11.3	0.66	11.3	1.09	11.3	2.39	9.6	0.46	11.3	2.27	8.6	5.72	5.7	8.64	5.3
275	0.05	12.5	0.18	12.5	0.40	12.5	0.52	12.5	0.87	12.5	2.14	11.9	0.36	12.5	2.03	10.6	5.13	7.0	7.75	6.5
300	0.04	13.8	0.14	13.8	0.32	13.8	0.42	13.8	0.71	13.8	1.84	13.8	0.28	13.8	1.84	12.8	4.65	8.5	7.03	7.9

Sistema de Instalación de Carriles MQ

Datos técnicos de los soportes

Soporte	Carril L (mm)	Tipo de carga: uniforme 			Tipo de carga 2: simple 			Tipo de carga 3 			Tipo de carga 4 			Tipo de carga 5 		
		F1 [N]			F1 [N]			F1 [N]			F2 [N]			F3 [N]		
		HVZ M12 ¹⁾	HST M12 ²⁾	HUS 12.5 ³⁾	HVZ M12 ¹⁾	HST M12 ²⁾	HUS 12.5 ³⁾	HVZ M12 ¹⁾	HST M12 ²⁾	HUS 12.5 ³⁾	HVZ M12 ¹⁾	HST M12 ²⁾	HUS 12.5 ³⁾	HVZ M12 ¹⁾	HST M12 ²⁾	HUS 12.5 ³⁾
MQK-21/300	300	1050	1050	1050	1050	1050	1050	420	420	420	520	520	520	350	350	350
MQK-21/450	450	500	500	500	700	700	700	180	180	180	310	310	310	190	190	190
MQK-41/300	300	2950	2370	1460	2950	2370	1460	1480	1180	730	1470	1180	730	980	790	480
MQK-41/450	450	1960	1570	970	1960	1570	970	980	780	480	980	780	480	650	520	320
MQK-41/600	600	1470	1170	720	1470	1170	720	620	580	360	730	580	360	490	390	240
MQK-41/1000	1000	580	580	420	840	690	420	210	210	210	360	340	210	220	220	140
MQK-41/3/300	300	4070	2370	1460	4070	2370	1460	2040	1180	730	2030	1180	730	1350	790	480
MQK-41/3/450	450	2710	1570	970	2710	1570	970	1350	780	480	1350	780	480	900	520	320
MQK-41/3/600	600	2020	1170	720	2020	1170	720	810	580	360	1010	580	360	670	390	240
MQK-41/600/4	600	1470	1470	1470	1470	1470	1470	620	620	620	730	730	730	490	490	490
MQK-41/1000/4	1000	580	580	580	840	840	840	210	210	210	360	360	360	220	220	220
MQK-72/450	450	5690	2260	1370	5690	2260	1370	2840	1130	680	2840	1130	680	1890	750	450
MQK-72/600	600	4260	1680	1020	4260	1680	1020	2130	840	510	2130	840	510	1420	560	340
MQK-21 D/300	300	3010	2370	1460	3010	2370	1460	1510	1180	730	1500	1180	730	1000	790	480
MQK-21 D/450	450	2000	1570	970	2000	1570	970	1000	780	480	1000	780	480	660	520	320
MQK-21 D/600	600	1490	1170	720	1490	1170	720	570	570	360	740	580	360	490	390	240
MQK-41 D/1000	1000	2500	960	560	2500	960	560	1250	480	280	1250	480	280	830	320	180

¹⁾ Capacidad de carga del soporte (capacidad de carga del acero) o con un anclaje HVZ M12, la capacidad de carga del soporte se alcanza con el HVZ M12.

²⁾ Capacidad de carga del soporte con el anclaje HST

³⁾ Capacidad de carga del soporte con el anclaje HUS

Las cargas sólo se aplican si los anclajes del soporte están bien colocados y la abertura del carril mira hacia arriba.

Se ha tenido en cuenta el propio peso del soporte.

Las cargas sólo se aplican si el soporte se sujeta con anclajes manteniendo las distancias de seguridad a los bordes del material base.

Se debe comprobar por separado que las fuerzas se transmiten al material base respectivo, es decir, acero y hormigón.

Se deben cumplir las pautas de aplicación y aprobación de los anclajes.

En todos los casos se tuvo en cuenta la deflexión (deformación) de L/150, que se midió en el punto de aplicación de la carga.



Anclaje HVZ



Anclaje químico



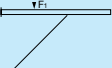
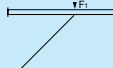
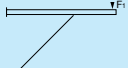


Anclaje HST/HS-R



Anclaje HUS

Datos técnicos de los soportes con jabalcón

Soporte	L (mm)					
		Jabalcón corto F1 (N)	Jabalcón corto F1 (N)	Jabalcón largo	Jabalcón largo	Jabalcón largo
MQK-41/450	450	5000	5000	—	—	—
MQK-41/600	600	—	—	3500	3500	1500
MQK-41/1000	1000	—	—	3500	3500	—
MQK-41/3/450	450	6000	5000	—	—	—
MQK-41/3/600	600	—	—	4500	3500	2000
MQK-41/600/4	600	—	—	3500	3500	2000
MQK-41/1000/4	1000	—	—	3500	3500	—
MQK-72/450	450	6000	5000	—	—	—
MQK-72/600	600	—	—	6000	3500	2500
MQK-21 D/450	450	5000	5000	—	—	—
MQK-21 D/600	600	—	—	3500	3500	1500
MQK-41 D/1000	1000	—	—	3500	3500	1000

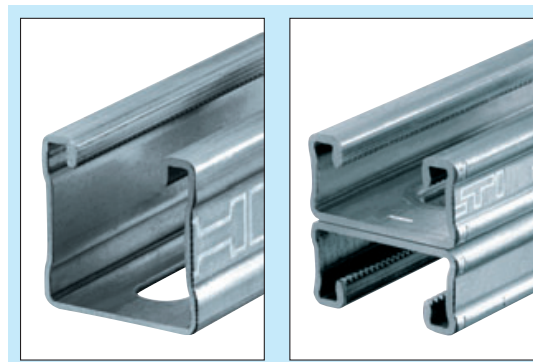
Carriles para instalación

Características

- Sección dentada y en forma de C
- Mejora esfuerzos a cortante
- Marcas cada 5 cm. Para facilitar el corte y el montaje
- Gran flexibilidad gracias a las ranuras
- Buena apariencia estética
- Carriles dobles roblonados

Datos técnicos

Material: S 250 GD según norma DIN EN 10147 galvanizado sendzimir aprox. 20 micras (275 g/m²)



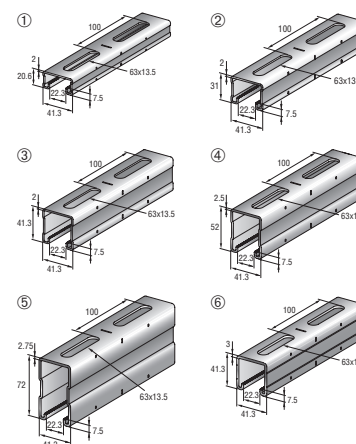
Carriles

Altura (mm)	U.M.V. (m)	Palet (m)	Peso (kg/m)	Referencia	Código
21	3	150	1.438	① MQ-21 3 m	369584/8
21	6	300	1.438	① MQ-21 6 m	369585/5
21	4	100	1.438	① MQ-21 2 m	304558/0
31	3	150	1.759	② MQ-31 3 m	369589/7
31	6	300	1.759	② MQ-31 6 m	369590/5
41	3	150	2.080	③ MQ-41 3 m	369591/3
41	6	300	2.080	③ MQ-41 6 m	369592/1
41	4	100	1.759	③ MQ-41 2 m	304559/8
52	3	150	2.942	④ MQ-52 3 m	373795/4
52	6	300	2.942	④ MQ-52 6 m	369598/8
72	3	150	4.101	⑤ MQ-72 3 m	373797/0
72	6	300	4.101	⑤ MQ-72 6 m	369599/6
41	3	150	2.910	⑥ MQ-41/3 3 m	369596/2

Los carriles ④ ⑤ y ⑥ están ensayados contra incendios



IBMB no. 3829/5270



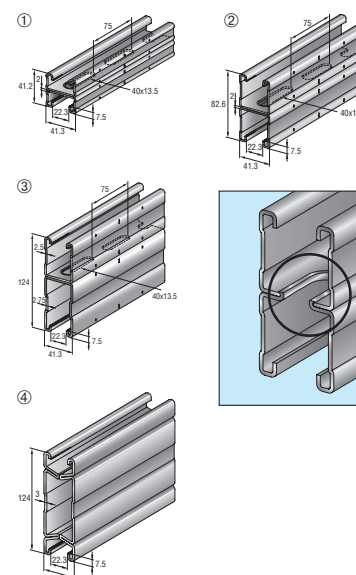
Carriles dobles

Altura (mm)	U.M.V. (m)	Palet (m)	Peso (kg/m)	Referencia	Código
41	3	75	2.904	① MQ-21 D 3 m	369601/0
41	6	150	2.904	① MQ-21 D 6 m	369602/8
82	3	75	4.188	② MQ-41 D 3 m	369603/6
82	6	150	4.188	② MQ-41 D 6 m	369604/4
124	3	150	7.078	③ MQ-52-72 D 3 m	373799/6
124	6	150	7.078	③ MQ-52-72 D 6 m	369605/1
124	6	150	9.841	④ MQ-124X D 6 m	369606/9

Los carriles ② ③ y ④ están ensayados contra incendios



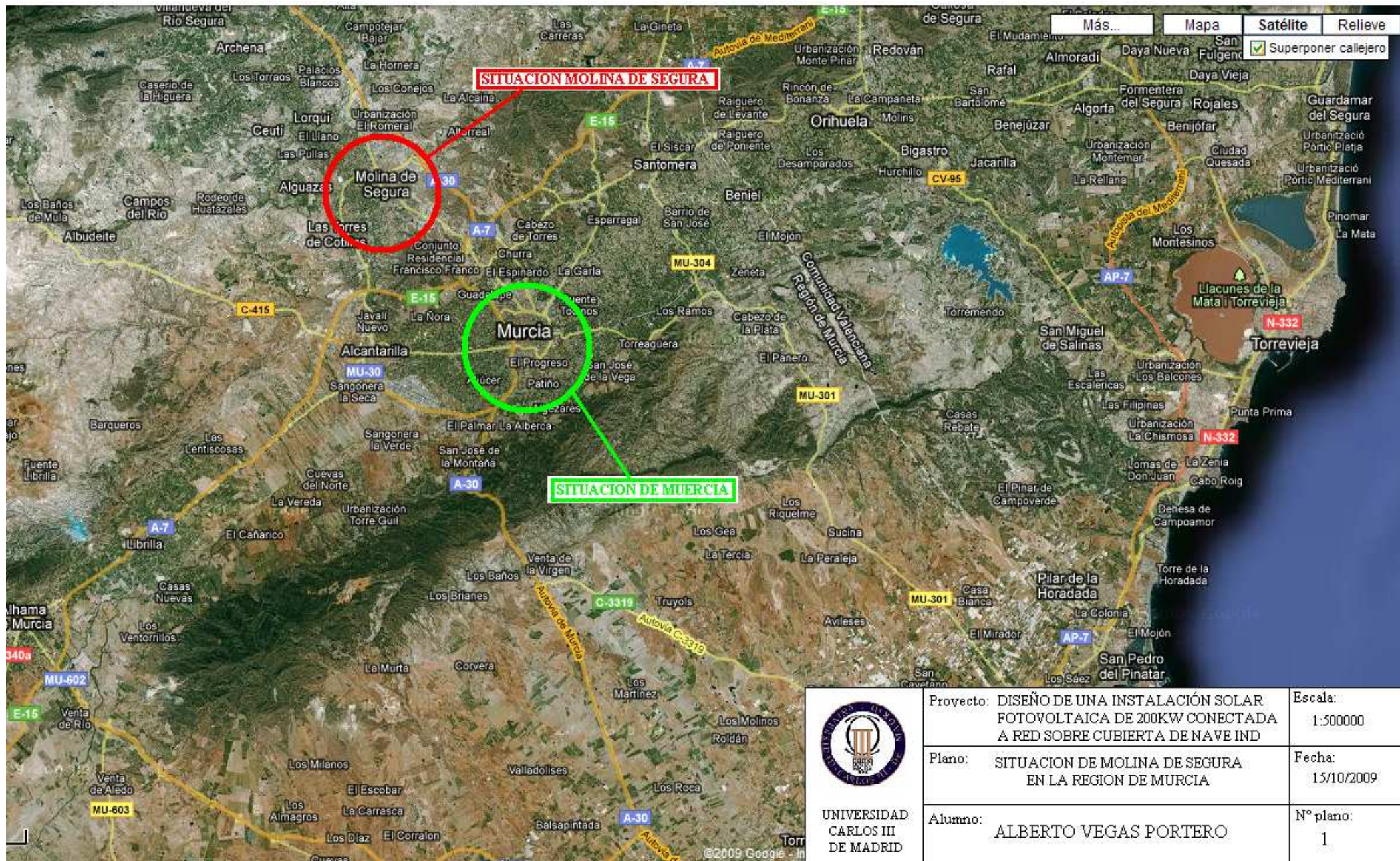
IBMB no. 3829/5270





Diseño de una instalación de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial

8.4 PLANOS





UNIVERSIDAD
CARLOS III
DE MADRID

Proyecto: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 200KW CONECTADA A RED SOBRE CUBIERTA DE NAVE IND

Plano: SITUACION P.I "LA ESTRELLA" EN EL TERMINO MUNICIPAL DE MOLINA DE SEGURA

Alumno: ALBERTO VEGAS PORTERO

Escala: 1:50000

Fecha: 15/10/2009

Nº plano: 2



UNIVERSIDAD
CARLOS III
DE MADRID

Proyecto: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 200KW CONECTADA
A RED SOBRE CUBIERTA DE NAVE IND

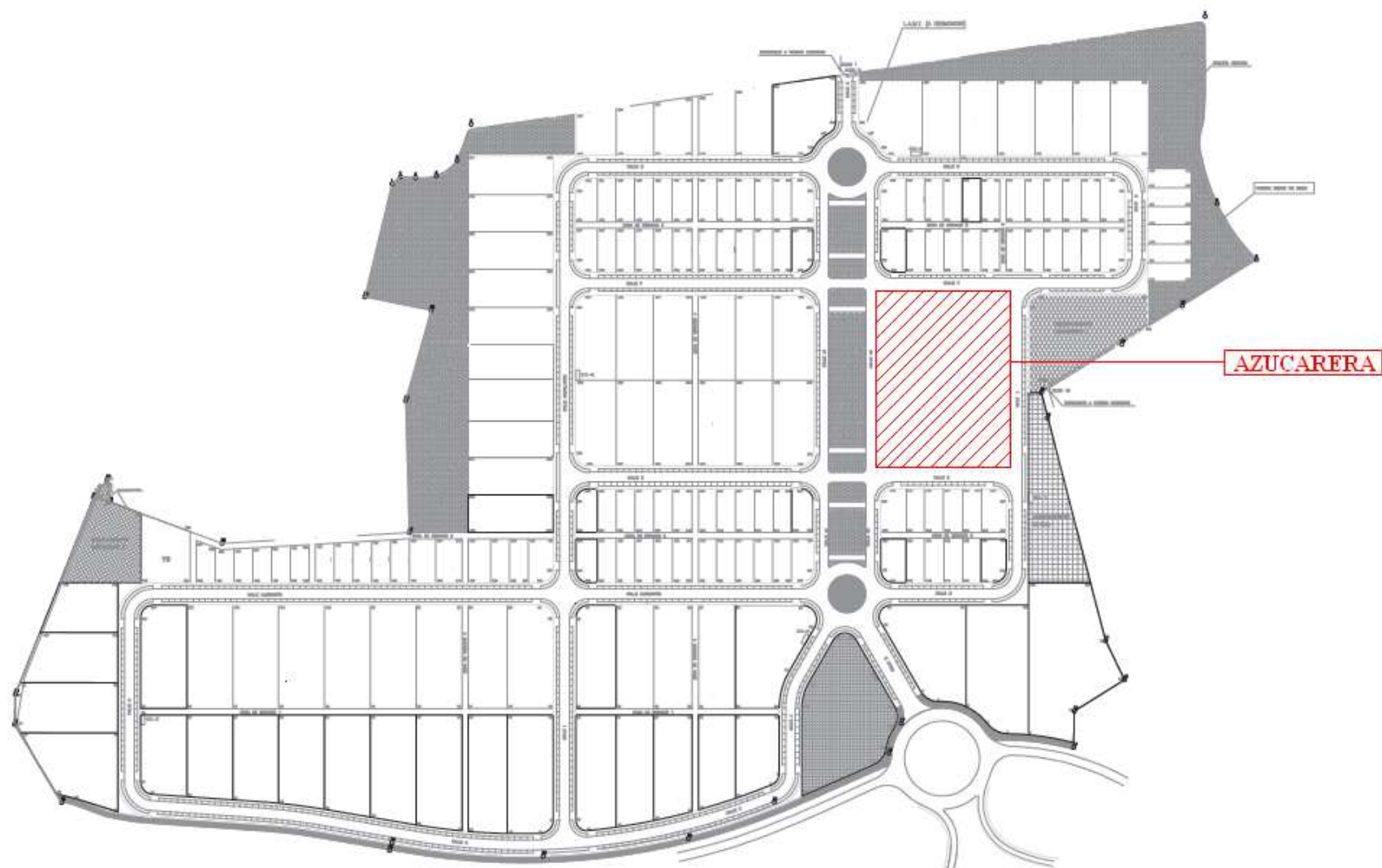
Plano: EMPLAZAMIENTO DE LA AZUCARERA
DENTRO DEL POLIGONO INDUSTRIAL


Alumno: ALBERTO VEGAS PORTERO

Escala:
1:20000

Fecha:
15/10/2009

Nº plano:
3



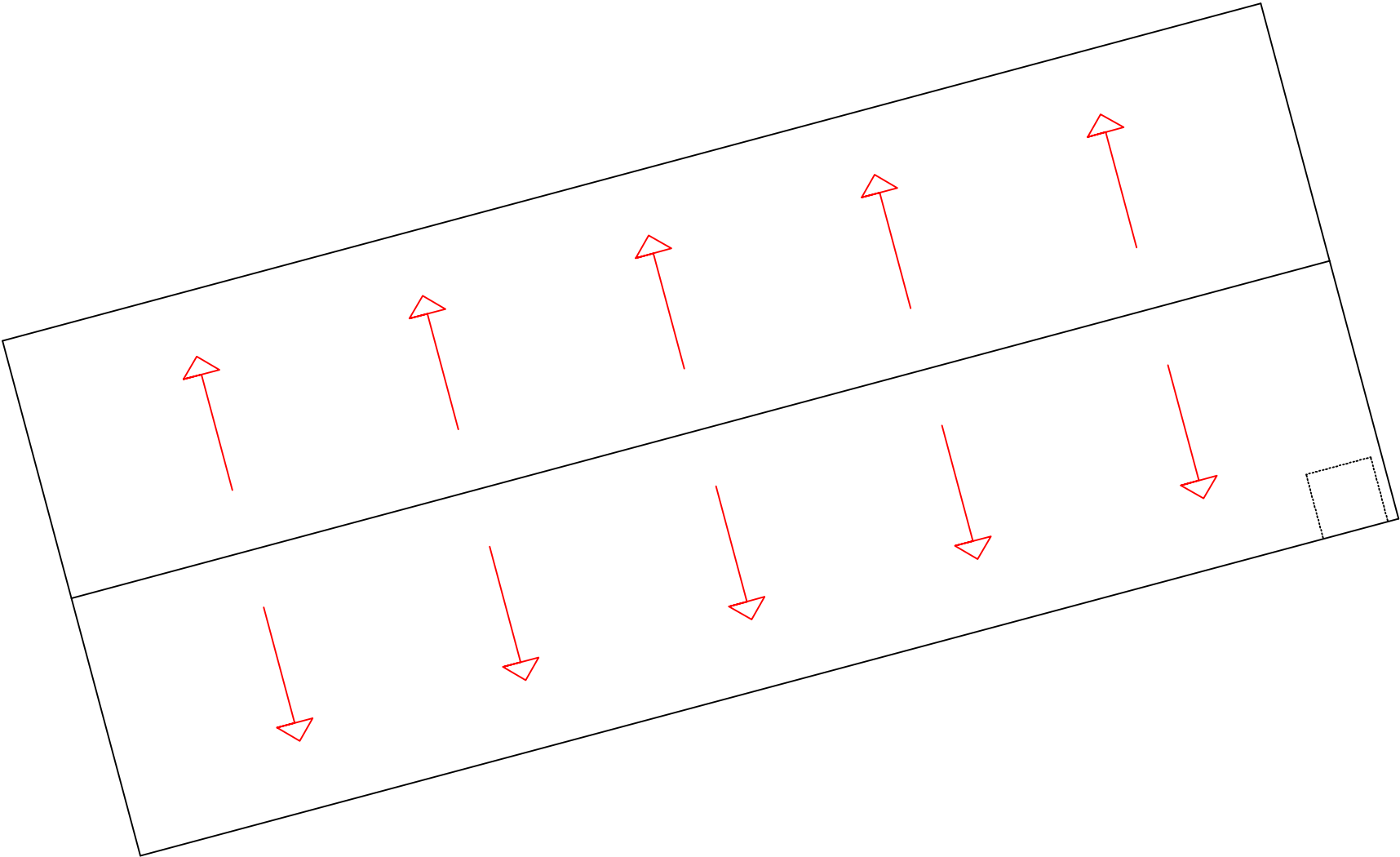
 UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID	Proyecto: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 200KW CONECTADA A RED SOBRE CUBIERTA DE NAVE IND	Escala: 1:10000
	Plano: DETALLE DEL P.I "LA ESTRELLA"	Fecha: 15/10/2009
	Alumno: ALBERTO VEGAS PORTERO	N° plano: 4

CALLE DE JÚPITER

CALLE DE MERCURIO

CALLE DE NEPTUNO

CALLE DE SIRIO



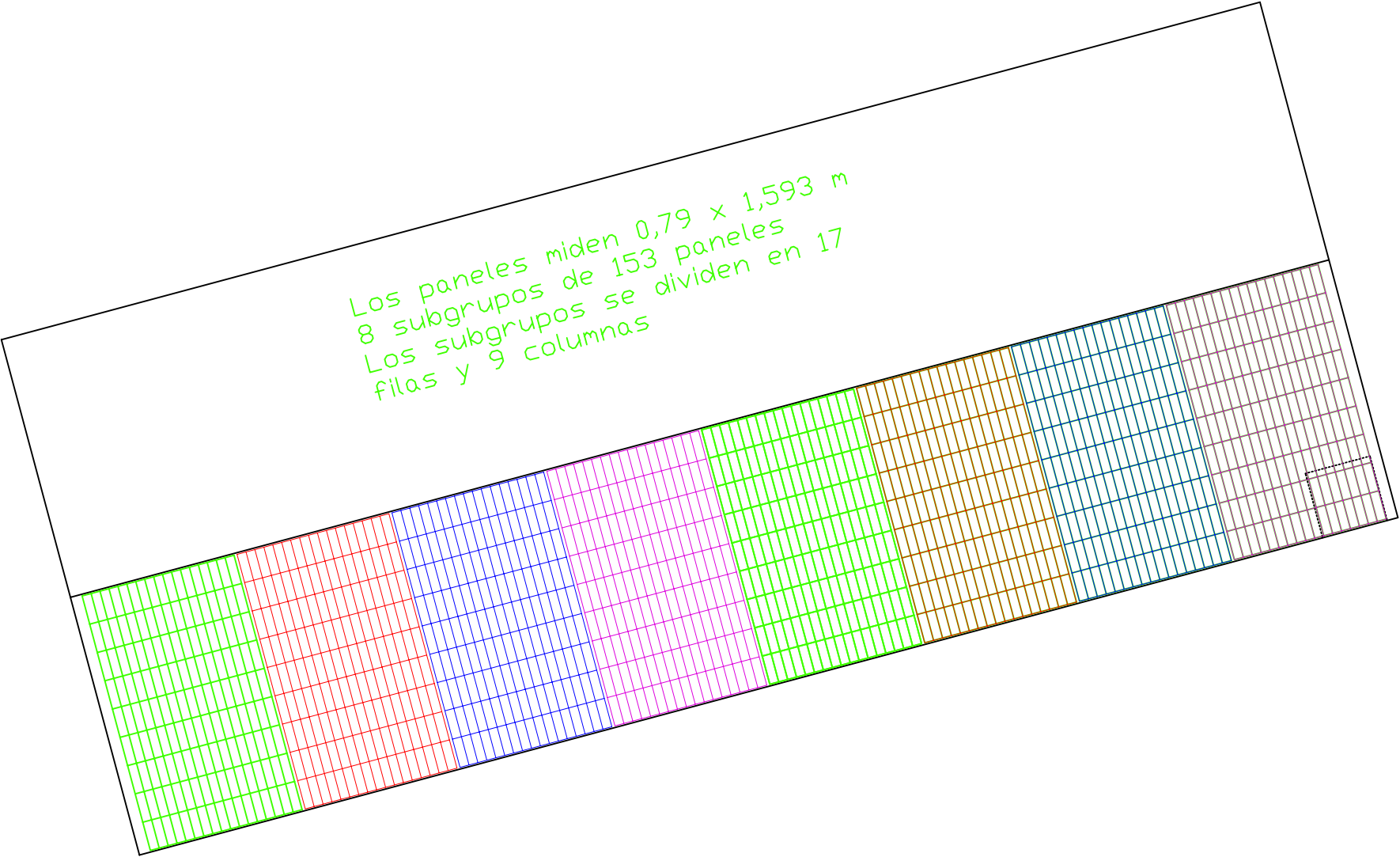
Sala de máquinas

CALLE DE JÚPITER

CALLE DE MERCURIO

CALLE DE NEPTUNO

CALLE DE SIRIO

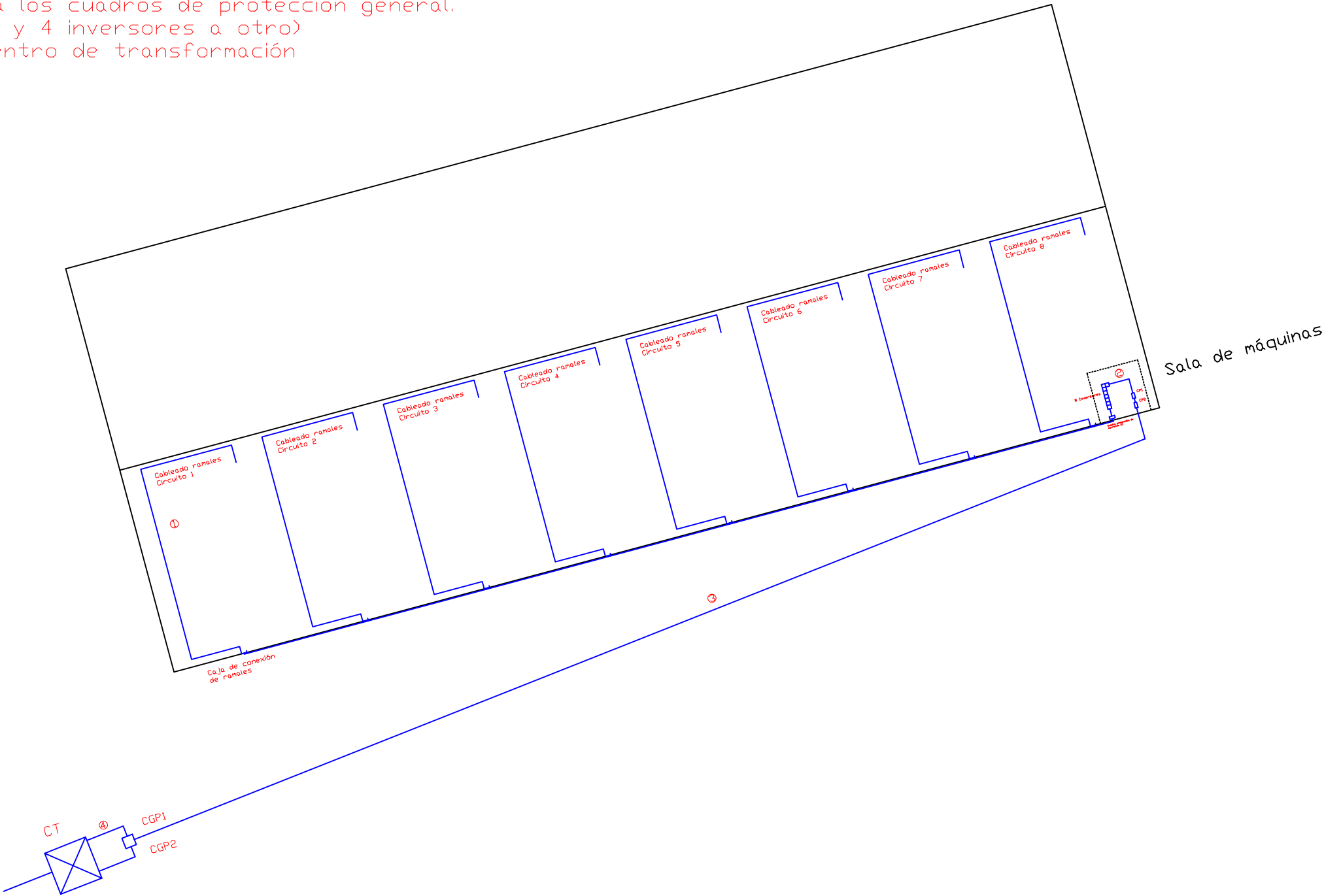


CALLE DE JUPITER

NOTA:

El circuito tiene 4 tramos:

- 1º De los módulos a las cajas de conexión de los ramales
- 2º Se unen todas las cajas y las llevamos al cuadro de protección de CC
- 3º De los inversores a los cuadros de protección general.
(4 inversores a uno y 4 inversores a otro)
- 4º Del CP1 y CP2 al centro de transformación



CALLE DE MERCURIO

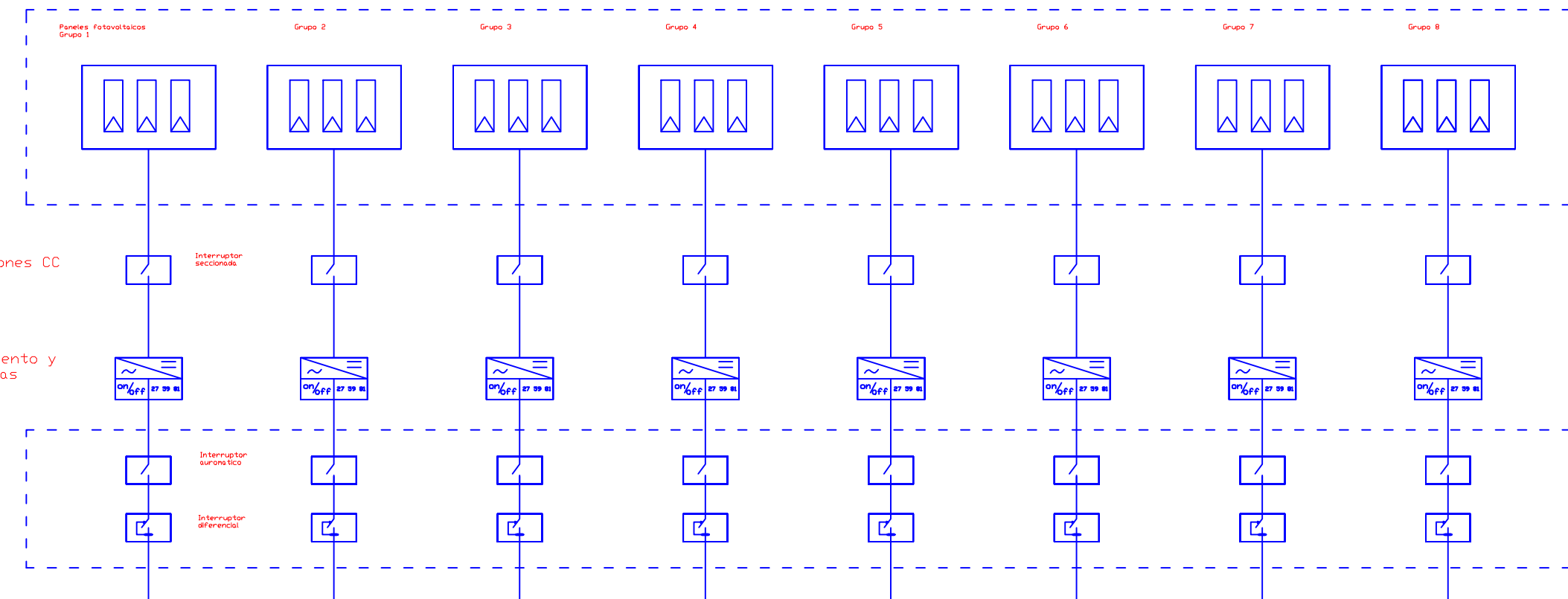
CALLE DE NEPTUNO

CALLE DE SIRIO

Generador fotovoltaico

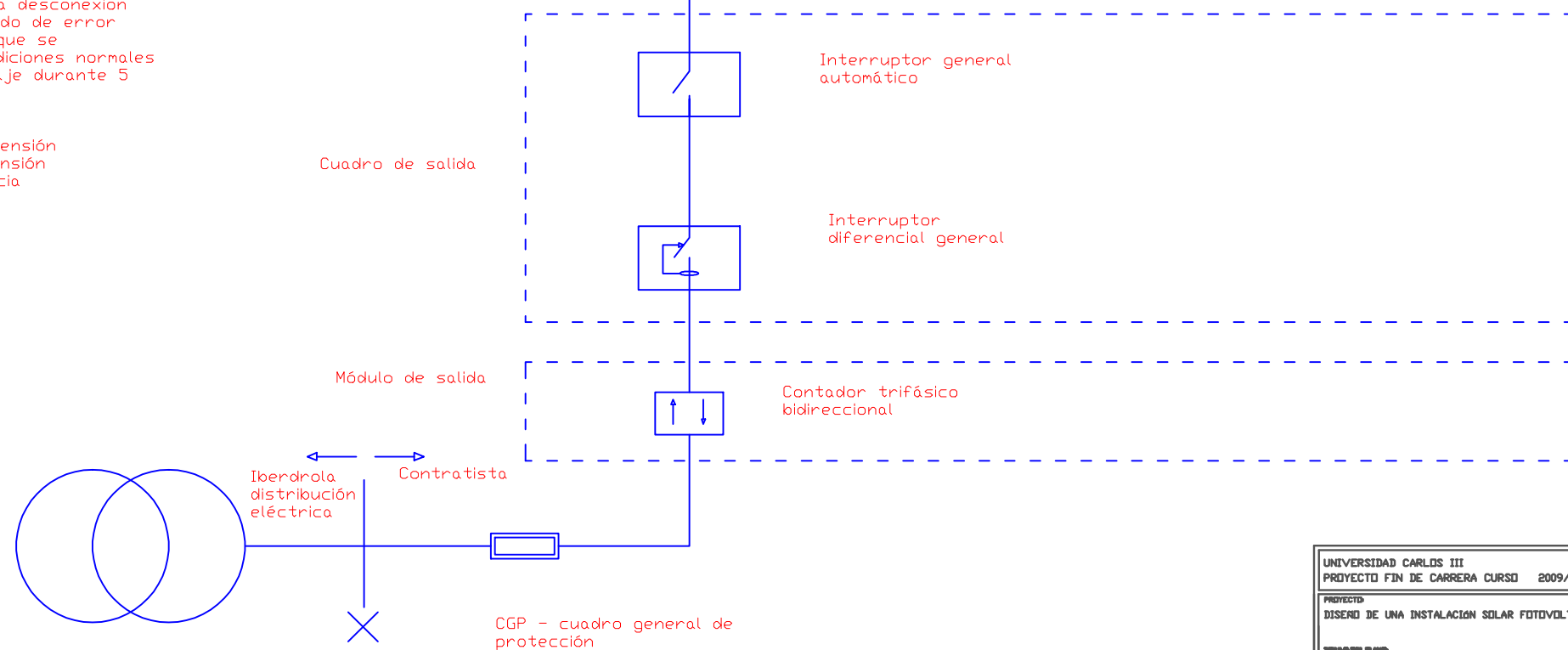
Cuadro de protecciones CC

Inversor con aislamiento y protecciones internas



NOTA:
Las protecciones internas del inversor ejecutar una desconexión programada y el estado de error permanecerá hasta que se restablezcan las condiciones normales de frecuencia y voltaje durante 5 minutos

NOMENCLATURA:
27 - Relé de mínima tensión
59 - Relé de sobretensión
81 - relé de frecuencia



Centro de transformación

CGP - cuadro general de protección

UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE CARRERA CURSO 2009/2010
PROYECTO DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 200KW
TRABAJOS FINALES 8. ESQUEMA UNIFILAR DE LA INST.
ALUMNO: ALBERTO JOSE VEGAS PORTERO